



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Grado

ESTUDIO COMPARATIVO E HIBRIDACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ELECTRICA PV Y TERMOSOLAR

Comparative study and hybridization of the electric production PV and
thermosolar

Autor

Jesús Joaquín Escobedo Moreno

Director

Cristóbal Cortés García

Grado en Ingeniería de Tecnologías industriales

2020-2021



DECLARACIÓN DE AUTORÍA Y ORIGINALIDAD

(Este documento debe entregarse en la Secretaría de la EINA, dentro del plazo de depósito del TFG/TFM para su evaluación).

D./D^a. Jesús Joaquín Escobedo Moreno ,en
aplicación de lo dispuesto en el art. 14 (Derechos de autor) del Acuerdo de 11 de
septiembre de 2014, del Consejo de Gobierno, por el que se aprueba el
Reglamento de los TFG y TFM de la Universidad de Zaragoza,
Declaro que el presente Trabajo de Fin de (Grado/Máster)
Grado (Título del Trabajo)
ESTUDIO COMPARATIVO E HIBRIDACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ELECTRICA PV Y
TERMOSOLAR

es de mi autoría y es original, no habiéndose utilizado fuente sin ser
citada debidamente.

Zaragoza, 17 de junio de 2021

Fdo:

Resumen

Actualmente las personas se están dando cuenta de que necesitamos hacer una transición hacia un mundo sostenible. Para llevar a cabo esta transición uno de los puntos más importantes es la integración de las energías renovables.

Debemos tener en cuenta que las energías renovables son intermitentes, por lo que cobra importancia el almacenamiento, que actualmente no está arraigado en las instalaciones debido a su alto precio. En este trabajo se estudiará la posibilidad de añadir almacenamiento, centrándonos en el almacenamiento térmico.

El hecho de que la producción renovable aumente conllevara el cierre de centrales generadoras de energía eléctrica con una alta contaminación. La mayoría de estas centrales generadoras son centrales de carbón, que poseían grandes parques estratégicos de almacenamiento de combustible, que en este periodo de transición podrían reconvertirse en plantas de generación renovable.

El objetivo de este trabajo es comparar las características técnico-económicas de la producción de energía eléctrica en las antiguas centrales térmicas mediante distintas instalaciones renovables como un parque fotovoltaico, centrales de canal parabólico y explorar la posibilidad de realizar una hibridación, es decir, disponer en la localización elegida una planta termosolar y una fotovoltaica con el fin de combinar las ventajas y paliar los inconvenientes de cada una.

Agradecimientos

En primer lugar, me gustaría agradecer a mi familia y amigos por el apoyo que me han proporcionado durante esta etapa universitaria que culmina con este trabajo.

Por otro lado, agradecer a los profesores que me he encontrado a lo largo de este trayecto y en especial a Cristóbal Cortes por haberme ayudado en todo lo necesario para sacar este proyecto adelante y por todo lo que me ha enseñado por el camino.

Índice

Resumen	3
Agradecimientos	5
Índice	7
Índice de figuras	10
Índice de tablas.....	13
Memoria.....	16
Capítulo 1: Introducción	16
Capítulo 1.1: Organización del proyecto	18
Capítulo 1.2: Contexto y objetivos	19
Capítulo 1.3: Actividades, metodología, herramientas y cronograma.....	20
Capítulo 2: Centrales de canal parabólico con almacenamiento.....	21
Capítulo 2.1: Elementos de la instalación	22
Capítulo 3: Parques fotovoltaicos	27
Capítulo 4: Localización	29
Capítulo 5: Dimensionamiento de la central de canal parabólico.....	31
Capítulo 6: Dimensionamiento del parque fotovoltaico	34
Capítulo 7: Dimensionamiento de la hibridación: CCP y parque PV	37
Capítulo 7.1: Central de canal parabólico de la hibridación.....	37
Capítulo 7.2: Parque fotovoltaico de la hibridación	38
Capítulo 8: Producción, precios e ingresos	40
Capítulo 8.1: Producción.....	40
Capítulo 8.2: Precios horarios de la energía	42
Capítulo 8.3: Ingresos.....	45
Capítulo 9: Inversión y costes de mantenimiento	47
Capítulo 9.1: Instalación fotovoltaica.....	47
Capítulo 9.2: Instalación de la central de canal parabólico.....	48
Capítulo 10: Índices de rentabilidad	52
Capítulo 10.1: VAN	52
Capítulo 10.2: TIR.....	52
Capítulo 10.3: Pay back.....	53
Capítulo 10.4: Coste anualizado	53
Capítulo 11: Conclusiones.....	54
Anexo I: Localizaciones	56
Central térmica As Pontes.....	57

Central térmica de Teruel	59
Central térmica Litoral de Almería	60
Central térmica Soto de Ribera	62
Anexo II: Cálculo del dimensionamiento de la central de canal parabólico.....	65
Anexo III: Cálculo del dimensionamiento del parque fotovoltaico	76
Anexo IV: Cálculo del dimensionamiento de la hibridación: central CCP y parque PV	87
Cálculo dimensionamiento CCP 50 MW.....	87
Cálculo del dimensionamiento del parque PV de 33,04 MWp	89
Anexo V: Cálculo de la producción	92
Anexo VI: Cálculo de los índices de rentabilidad.....	95
Cálculo del VAN	95
Cálculo del TIR.....	95
Cálculo del Pay back.....	95
Cálculo del coste anualizado	95
Desglose de los costes actualizados	96
Desglose del VAN, TIR y PB	96
Bibliografía.....	101

Índice de figuras

Figura 1: Parque PV y central termosolar de canal parabólico de Cerro Dominador...	17
Figura 2: Esquema de una central de canal parabólico con almacenamiento	21
Figura 3: Campo de alimentación y retorno central.....	22
Figura 4: Elementos del colector o conjunto reflector-absorbedor.....	22
Figura 5: Sistema de seguimiento solar	23
Figura 6: Ciclo Rankine.....	24
Figura 7: Esquema del sistema de almacenamiento	25
Figura 8: Esquema de operación de una central CCP con almacenamiento	26
Figura 9: Parque fotovoltaico Cerro Dominador	28
Figura 10: Mapa de radiación solar de España en los meses de mayo y junio entre 1983 y 2005.....	29
Figura 11: Extensión de la central térmica de Teruel	30
Figura 12: Posicionamiento de los paneles fotovoltaicos	34
Figura 13: Gráfica de la estimación de precios del mercado de futuros	43
Figura 14: Tendencia de los precios de la energía desde 2015 hasta 2028.....	44
Figura 15: Tendencia del precio de la instalación de PV.....	48
Figura 16: Tendencia del precio de la instalación de CCP	50
Figura 17: Central térmica As Pontes	57
Figura 18: Irradiación de la central térmica de As Pontes	57
Figura 19: Extensión de la central térmica As Pontes	58
Figura 20: Extensión del anexo para ciclo combinado de la central térmica As Pontes	58
Figura 21: Central térmica de Teruel.....	59
Figura 22: Irradiación de la central térmica de Teruel	59
Figura 23: Extensión de la central térmica de Teruel	60
Figura 24: Central térmica Litoral de Almería.....	60
Figura 25: Irradiación de la central térmica Litoral del Almería.....	61
Figura 26: Extensión de la central térmica Litoral de Almería.....	61
Figura 27: Central térmica Soto de Rivera	62
Figura 28: Irradiación de la central térmica Soto de Rivera	62
Figura 29: Extensión de la central térmica Soto de Rivera	63
Figura 30: Elementos del colector Euro-Trough 150	68
Figura 31: Funcionamiento del colector	68
Figura 32: Pérdidas en la central termosolar.....	69
Figura 33: Pérdidas en el colector.....	72
Figura 34: Potencia útil 3 de febrero de la CPP 58 MW	73
Figura 35: Potencia útil 3 de febrero de la CCP 58 MW con almacenamiento	74
Figura 36: Comportamiento del módulo al cambio de radiación recibida y temperatura de trabajo.....	77
Figura 37: Colocación de la planta para evitar el sombreado	78
Figura 38: Dibujo de la planta	80
Figura 39: Dimensionamiento filas PV AutoCAD.....	80
Figura 40: Zoom dimensionamiento PV AutoCAD	81
Figura 41: Inversor CON 40	82
Figura 42: Precio de la energía solar fotovoltaica en 2019, fenómeno del apuntamiento	85
Figura 43: Apuntamiento de la energía solar y eólica en 2019.....	86
Figura 44: Extensión de la zona de CCP en la hibridación.....	89
Figura 45: Extensión de la zona de PV en la hibridación	90

Figura 46: Dimensionamiento filas PV de la hibridación AutoCAD	90
--	----

Índice de tablas

Tabla 1: Características del SKAL-Eurotrough 150	31
Tabla 2: Rendimientos de la instalación y Múltiplo solar	32
Tabla 3: Resultados del dimensionamiento del campo solar CCP 58 MW	32
Tabla 4: Dimensión del tanque de almacenamiento CCP 58 MW	33
Tabla 5: Características del HiKu7 STC.....	34
Tabla 6: Cálculo de distancia para que no se produzca sombreamiento.....	35
Tabla 7: Características del inversor CON 40	36
Tabla 8: Resultados del dimensionamiento del campo solar CCP 50 MW	37
Tabla 9: Dimensionamiento del tanque de almacenamiento CCP 50 MW.....	38
Tabla 10: Producción energética de las instalaciones fotovoltaicas	41
Tabla 11: Producción energética de las centrales de canal parabólico	41
Tabla 12: Comparación de ingresos con precio horario y fijo	42
Tabla 13 : Precio medio de la energía de 2015 a 2028.....	43
Tabla 14: Estimación de precios desde 2029 hasta 2049	45
Tabla 15: Ingresos de las instalaciones durante el ciclo de vida	46
Tabla 16: Costes de inversión y mantenimiento de las instalaciones FV.....	47
Tabla 17: Comparación del precio de nuestro estudio con los datos de IRENA PV	48
Tabla 18: Costes de inversión y mantenimiento de las instalaciones CCP.....	49
Tabla 19: Comparación del precio de nuestro estudio con los datos de IRENA CCP .	50
Tabla 20: Costes de inversión y mantenimiento de las instalaciones CCP adaptando el sistema de potencia	51
Tabla 21: Valores del VAN para cada estudio.....	52
Tabla 22: Valores del TIR para cada estudio	52
Tabla 23: Valores del PB para cada estudio	53
Tabla 24: Valores del coste anualizado para cada estudio	53
Tabla 25: Resultados de cada estudio	54
Tabla 26: Localizaciones de estudio	56
Tabla 27: Resumen datos sobre las localizaciones.....	64
Tabla 28: Relación extensión potencia instalada CCP	65
Tabla 29 Datos de los colectores	66
Tabla 30: Características específicas del colector	67
Tabla 31: Rendimientos de la instalación.....	71
Tabla 32: Características específicas del HiKu7	76
Tabla 33: Datos de inicio para el cálculo de la distancia para que no haya sombras ..	78
Tabla 34: Resumen de resultados del cálculo para el no sombreamiento.....	79
Tabla 35: Características específicas del inversor	82
Tabla 36: Datos para el estudio de conexión entre los módulos fotovoltaicos y los inversores I.....	84
Tabla 37: Datos para el cálculo de la producción energética de las instalaciones PV .	92
Tabla 38: Datos para el cálculo de la producción energética de las CCP.....	93
Tabla 39: LCOE FV 188,8 MWp	96
Tabla 40: LCOE CCP 58 MW	96
Tabla 41: LCOE de la hibridación (CCP + PV)	96
Tabla 42: VAN, TIR y PB del parque fotovoltaico.....	97
Tabla 43: VAN, TIR y PB de la central de canal parabólico	98

Tabla 44: VAN, TIR y PB de la hibridación.....	99
--	----

Memoria

Capítulo 1: Introducción

Con el paso del tiempo, la humanidad se ha dado cuenta de que no estamos cuidando el planeta debido sobre todo a la gran cantidad de emisiones procedentes de combustibles fósiles y se ha empezado una etapa de transición apostando fuertemente por las energía renovables para revertir esta situación.

En 2018 las emisiones de CO_2 alcanzaron la cifra récord de 33.143 millones de toneladas, el 40% de estas emisiones corresponde a la quema de carbón, el 34% al petróleo y el 20% al gas natural.¹ Estas emisiones están dañando la atmosfera y provocando el cambio climático que es la mayor amenaza a la que nos enfrentamos ya que sus consecuencias pueden ser devastadoras para la vida tal y como la conocemos. Para solucionar este problema y cuidar nuestro planeta debemos reducir el uso de estos combustibles fósiles, llevando consigo un cambio de tendencia para el uso de las energía renovables. Pero estas energías todavía tienen grandes problemas para su implantación, como por ejemplo su aleatoriedad de suministro. Este problema se solucionaría disponiendo de almacenamiento, como por ejemplo las actuales centrales de canal parabólico con almacenamiento de sales térmicas. Este campo todavía no está muy avanzado, pero tiene un gran potencial y será un pilar fundamental hacia una transición sostenible.²

En relación con este contexto, actualmente en España se están desmontando muchas centrales térmicas de carbón. Muchas de estas poseían una amplia extensión de terreno dedicado al parque de carbones que funcionaba a la vez como reserva estratégica de combustible. Por ello podrían suponer localizaciones adecuadas para alojar nuevos parques solares de gran potencia debido a su gran superficie.

Para cubrir estos huecos que dejan las centrales de carbón, vamos a realizar un estudio sobre 2 tipos de energías renovables, la energía fotovoltaica (PV) y la energía termosolar de concentración (CSP).

La fotovoltaica está en auge en nuestro país, el 2019 fue el mejor año de la historia para la fotovoltaica en cuanto a potencia instalada se refiere. Los parques solares tienen un precio de inversión bajo, esto provoca que la recuperación de la inversión sea rápida y la implantación de parques solares este aumentando mucho en España, aunque uno de los inconvenientes de este tipo de instalaciones, es que es una energía difícil de controlar debido a la ausencia de almacenamiento.³

Las centrales termosolares tienen una relación entre superficie y potencia muy similar a los parques fotovoltaicos, pero al contrario que estos, pueden gestionar su energía debido al almacenamiento térmico con el que están provistas las centrales y su capacidad para producir energía solar por la noche, donde España se encuentra a la cabeza. Estas características hacen que la termosolar se profile como el mejor complemento para la fotovoltaica y una energía imprescindible para afrontar la transición energética.⁴

Para comenzar el trabajo haremos un estudio sobre las posibles localizaciones del proyecto, y elegiremos la más adecuada. Posteriormente realizaremos un estudio para decidir qué tipo de instalación ocupara el lugar de la antigua central de carbón.

Tomamos como ejemplo la instalación renovable Cerro Dominador, las instalaciones de estudio serán un parque fotovoltaico, una central termosolar de canal parabólico y una hibridación de ambas. Al acabar comentaremos los resultados técnico-económicos del estudio.



Figura 1: Parque PV y central termosolar de canal parabólico de Cerro Dominador

Capítulo 1.1: Organización del proyecto

Esta memoria está organizada en una serie de 11 capítulos donde se detallan los pasos realizados para alcanzar los objetivos de este trabajo.

- En el capítulo 1 se tratan los objetivos que se van a abordar, la metodología, la planificación a seguir y el alcance al que se desea llegar.
- En el capítulo 2 se hace una pequeña explicación del funcionamiento de las centrales de canal parabólico.
- En el capítulo 3 se hace una pequeña explicación del funcionamiento de los parques fotovoltaicos.
- En el capítulo 4 se muestra la localización seleccionada para llevar a cabo el proyecto.
- En el capítulo 5 se realiza el dimensionamiento de la central de canal parabólico en la localización seleccionada.
- En el capítulo 6 se realiza el dimensionamiento del parque fotovoltaico en la localización seleccionada.
- En el capítulo 7 se realiza el dimensionamiento de la hibridación en la localización seleccionada.
- En el capítulo 8 se muestran datos sobre la producción de las 3 centrales de estudio, el precio de la energía y los ingresos que se obtendrían.
- En el capítulo 9 se muestran datos de los costes de inversión y mantenimiento para cada una de las centrales del estudio.
- En el capítulo 10 se muestran los índices de rentabilidad de cada central del estudio.
- En el capítulo 11 se detallan las conclusiones del proyecto.

Capítulo 1.2: Contexto y objetivos

Actualmente, los parques fotovoltaicos ofrecen un precio bajo de inversión y una recuperación rápida de esta, su implantación avanza rápidamente en España. Los parques estratégicos de almacenamiento de combustible podrían alojar plantas PV de gran superficie y potencia. Aunque estas centrales podrían presentar algunos problemas:

- La producción no es gestionable, el almacenamiento supondría un incremento CAPEX muy alto que anularía la rentabilidad de la inversión.
- El rendimiento es bajo, normalmente en torno al 15%.
- Los empleos creados son inferiores a cualquier otra tecnología de producción eléctrica.

En contraste, las centrales termosolares, con una relación potencia/superficie similar, sí que son gestionables si se dotan de almacenamiento térmico y emplean mucha más mano de obra, pero como desventaja el equipo usado en la central termosolar es mucho más caro que en la PV.

El objetivo es comparar las características técnico-económicas de la producción PV con las termosolares y explorar una hibridación, con el objetivo de disponer en una localización cercana una planta termosolar y fotovoltaica para combinar las ventajas y paliar los inconvenientes. Con el fin de obtener cuál de las instalaciones estudiada sería la mejor opción para sustituir a la central de carbón en desmontaje.

Capítulo 1.3: Actividades, metodología, herramientas y cronograma

La metodología del proyecto tiene como objetivo la programación de los pasos que se van a seguir en este para obtener el objetivo final.

Meses	Febrero			Marzo				Abril				Mayo				Junio	
Semanas	2 Semana	3 Semana	4 Semana	1 Semana	2 Semana	3 Semana	4 Semana	1 Semana	2 Semana	3 Semana	4 Semana	1 Semana	2 Semana	3 Semana	4 Semana	1 Semana	2 Semana
Producción de potencia en una localización Española																	
Determinación de la inversión																	
Estimación de ingresos por venta de electricidad																	
Redacción de memoria																	
Entrega																	

- Producción de potencia: Se elegirá una ubicación midiendo y estimando la superficie disponible mediante mapas y datos públicos de Google Maps. El tamaño admisible de cada instalación se estimará mediante estudios sobre ocupación de terreno de organismos públicos NREL (National Renewable Energy Laboratory) - USA, IRENA. Las producciones eléctricas y los perfiles de carga de tipo diario gracias a la herramienta pública PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) para estimar el recurso y la producción de fotovoltaica y cálculos sencillos para estimar la termosolar y el almacenamiento.
- Determinar la inversión: Se intentará obtener una estimación de la inversión realista, puesta en marcha y montaje incluidos de los sistemas de captación, potencia y almacenamiento de cada tecnología recurriendo a datos y estudios especializados de organismos públicos NREL-USA, IRENA, Banco Mundial, IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía).
- Estimación de ingresos por venta de electricidad: Con discriminación del beneficio por gestionabilidad de acuerdo con los perfiles de carga típicos diarios. Se empleará la herramienta que proporciona el operador del mercado eléctrico ibérico, OMIE y la operadora del sistema Red Eléctrica de España. Con la información reunida se realizará el estudio financiero de varias opciones, fotovoltaicas, termosolar e híbrida con el objeto de determinar su rentabilidad absoluta y comparada.

Capítulo 2: Centrales de canal parabólico con almacenamiento

Los sistemas de canal parabólico conocidos también como *Parabolic Trough Collectors* basan su funcionamiento en usar la energía captada del Sol para producir calor. Se trata del concepto CSP más desarrollado e implantado en el que el grado de concentración solar y la temperatura alcanzada son moderados (y por tanto el rendimiento), pero los costes de inversión y explotación también son moderados.

Esta energía solar es captada gracias a los colectores de forma parabólica/cilíndrica que siguen el Sol en una dirección. La radiación recibida por el Sol es reflejada mediante el colector hacia un tubo receptor con alta eficiencia que se encuentra en su línea focal. En el interior de estos tubos tenemos un fluido caloportador, en este caso aceite térmico HTF que al calentarse con la radiación reflejada alcanza temperaturas, hasta unos 400 °C.

Este fluido portador de calor será bombeado a través de diferentes intercambiadores de calor para que mediante un ciclo Rankine se produzca vapor que pueda transformar la energía mecánica en energía eléctrica. En los momentos en los que la turbina no pueda admitir más capacidad de generación porque ya está trabajando en valores máximos se procederá a usar el excedente de calor para almacenar energía. El almacenamiento es imprescindible para poder gestionar la energía de la planta y tengamos la posibilidad de seguir produciendo cuando ya no hay Sol.

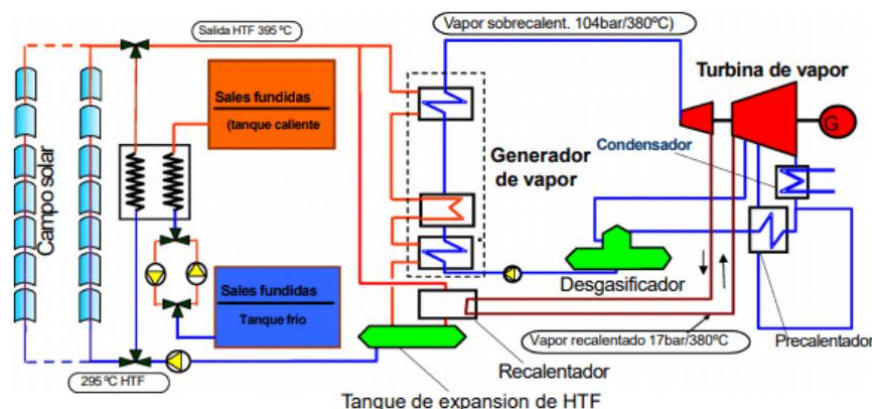


Figura 2: Esquema de una central de canal parabólico con almacenamiento

El sistema de almacenamiento térmico más desarrollado es mediante tanques de sales fundidas. La energía sobrante del campo solar se utiliza para calentar sales desde un tanque "frío", a unos 250 °C pasándolas a un tanque caliente a unos 400 °C. En ausencia de radiación solar, el campo se aísla y las sales calientes circulan en dirección opuesta desde el tanque caliente al frío para calentar el aceite térmico y

generar vapor. El esquema de funcionamiento de una central de canal parabólico se muestra en la figura 2.

Capítulo 2.1: Elementos de la instalación

Capítulo 2.1.1: Campo solar

El campo solar es el lugar donde los colectores o SCA se organizan, más comúnmente, en lazos de ida y vuelta formando un esquema de alimentación/retorno central.⁵

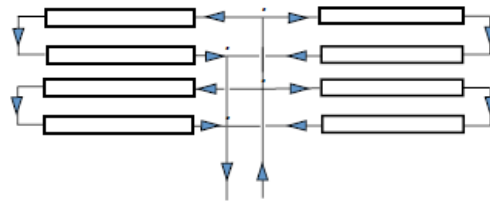


Figura 3: Campo de alimentación y retorno central

Capítulo 2.1.2: Colector

El colector es la parte de la central que permite absorber la energía procedente del Sol para elevar la temperatura del aceite que circula por su interior con el cual produciremos el vapor usado para la generación de energía eléctrica. A continuación, se pueden ver los principales elementos que componen un colector:⁶

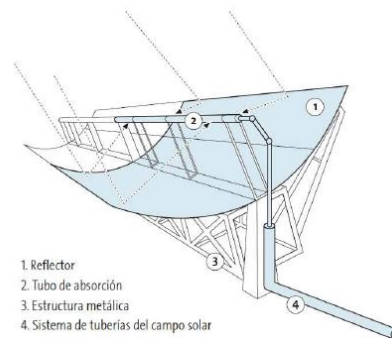


Figura 4: Elementos del colector o conjunto reflector-absorbedor

Capítulo 2.1.2.1: Reflector

La radiación solar llega al reflector cilindro parabólico y su objetivo es reflejarla y concentrarla sobre el receptor. El reflector forma en una de sus dimensiones una parábola que gracias a su forma consigue concentrar sobre la línea focal donde se encontrara el receptor toda la radiación que atraviesa perpendicularmente su plano de apertura. El reflector es un espejo convencional (vidrio con parte trasera plateada) al que se le ha dado esa forma.

Capítulo 2.1.2.2: Tubo de absorción

El tubo absorbedor o receptor es un elemento muy importante del colector debido a que gracias a su capacidad de absorción y al aceite que circula por su interior la instalación obtiene lo necesario para poder producir energía. En el interior hay un tubo de acero recubierto por un cermet que posee una alta absorptividad solar (>0.95) y una baja emisividad infrarroja (<0.15), a esto se debe unir un tubo de vidrio que posee una baja reflectividad y fuelles de dilatación para conseguir una cavidad mantenida a alto vacío, lo que minimiza las pérdidas por convección y radiación.

Capítulo 2.1.2.3: Sistema de seguimiento solar

El seguimiento solar se realiza con el objetivo de aprovechar el máximo número de horas de luz, de forma que la radiación solar llegara de la forma más perpendicular posible y se mantenga la línea focal. Este movimiento se va a realizar gracias a un eje mecánico, comúnmente con orientación Norte-Sur, y por lo tanto seguimiento Este-Oeste, que es lo que maximiza la producción anual en cualquier latitud.

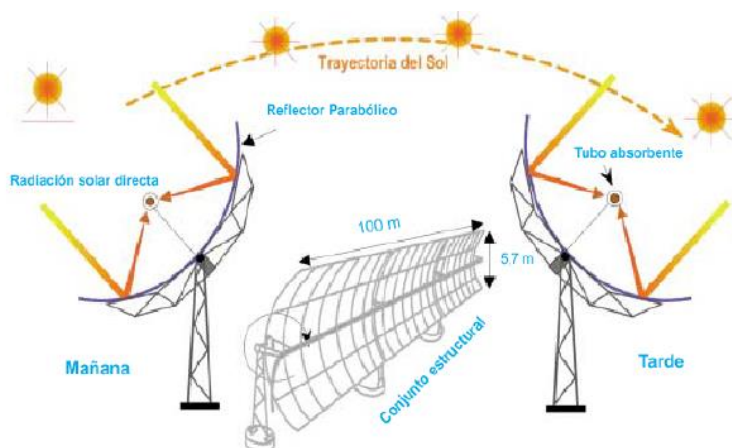


Figura 5: Sistema de seguimiento solar

Capítulo 2.1.3: Aceite térmico

El aceite térmico HTF que circula por el interior de los tubos de absorción está compuesto por una mezcla de bifenilo y óxido difenílico, esta presurizado a 20 bar con N_2 para así poder mantenerlos en estado líquido debido a razones de seguridad.

Capítulo 2.1.4: Generador de vapor

El generador de vapor es el componente donde se intercambia la energía térmica que posee el aceite HTF al circuito de vapor para posteriormente alimentar el ciclo Rankine y producir energía eléctrica. Este elemento está compuesto por 4 componentes:

- Precalentador
- Evaporador
- Sobrecalentador
- Recalentador

Capítulo 2.1.5: Sistema de conversión de potencia

El sistema de conversión de potencia transforma la energía térmica procedente del campo solar en energía eléctrica. Mediante un ciclo Rankine. Este ciclo utiliza el vapor de agua, el cual se dirige a la turbina donde se produce una etapa de expansión transformando la energía térmica en energía mecánica, que se transforma en energía eléctrica gracias al generador que llevan acoplados las turbinas. En la parte de baja presión, entre el condensador y la bomba principal de circulación, los ciclos Rankine de gran tamaño se completan con calentadores de condensado alimentados por extracciones de vapor, con el objetivo de aumentar el rendimiento. El último de ellos, llamado desgasificador es abierto y tiene el objetivo de eliminar gases disueltos para proteger a los cambiadores de la corrosión. Los modelos grandes poseen también calentadores de alta presión. Como cualquier otro sistema de potencia de vapor, la instalación se complementa con un circuito de refrigeración del condensador (frecuentemente una torre) y el equipo eléctrico de generación (generador síncrono, excitatriz y estación transformadora), más todos los auxiliares de los equipos principales.

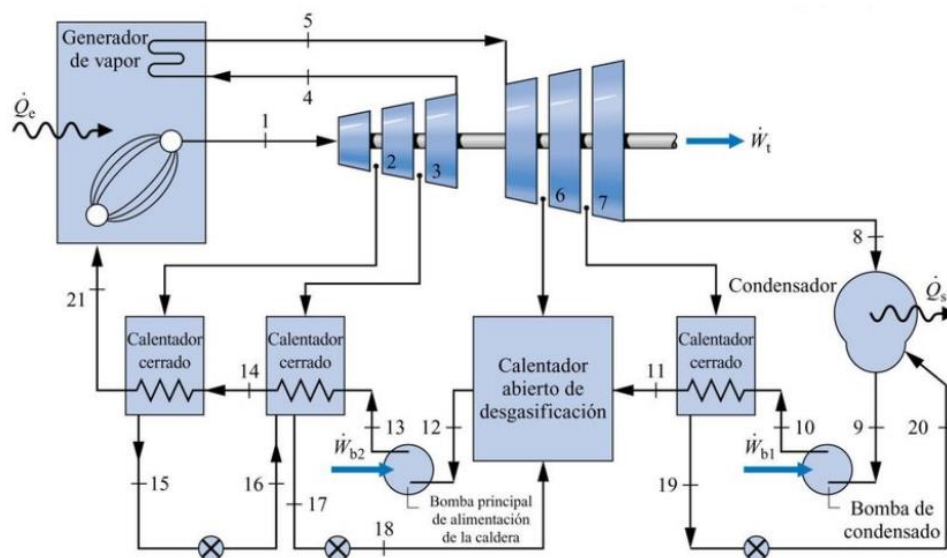


Figura 6: Ciclo Rankine

Capítulo 2.1.6: Almacenamiento de sales fundidas

La capacidad de poder gestionar la energía es un punto clave de la central de canal parabólico, ya que nos permite seguir produciendo de forma continuada cuando se acaban las horas de luz. El almacenamiento de la energía eléctrica está siendo uno de los quebraderos de cabeza en esta etapa de transición, pero en las centrales de canal parabólico se aprovecha que la producción de energía eléctrica proviene de energía térmica obtenida del Sol y se usa un sistema de almacenamiento térmico directamente lo que nos supone una ventaja.

Los elementos que forman el almacenamiento son 2 tanques de gran volumen rellenos de sales fundidas, el excedente térmico que ya no puede utilizar la turbina se lleva al almacenamiento, donde el vapor transfiere su energía térmica hacia las sales fundidas donde son almacenados hasta el momento deseado.

Las sales fundidas a usar en este tipo de almacenamiento son una mezcla eutéctica 60%-40% de nitrato sódico y potásico. En la siguiente figura se va a mostrar un esquema del sistema de almacenamiento de una central CCP.

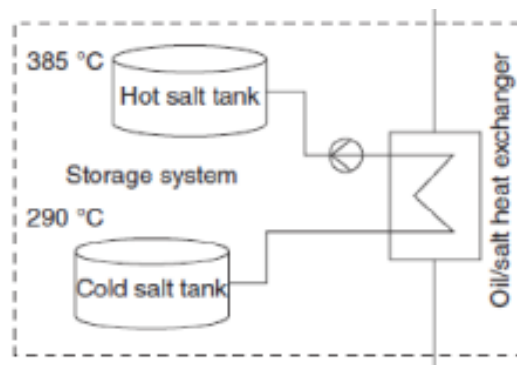


Figura 7: Esquema del sistema de almacenamiento

Como se ha comentado, el almacenamiento sirve para alargar los tiempos de producción y para ello el factor de diseño es el múltiplo solar. El múltiplo solar se define como la relación entre la potencia térmica necesaria para dar la potencia eléctrica bruta nominal (P_{eb}) y la potencia obtenida en el campo solar en condiciones de irradiación máxima en la localización ($P_{csmáx}$).

En principio, una planta se puede diseñar sin almacenamientos, con un múltiplo solar unitario. No obstante, normalmente sale a cuenta que sea algo superior a la unidad, pues, aunque eso obligue a desorientar parte del campo solar en condiciones de irradiación máxima, se aumenta la producción a irradianciones medias y bajas. Una

planta con almacenamiento se suele diseñar con un MS a partir de 2, dependiendo del tiempo de producción sin radiación que se desee.

Adoptado un múltiplo solar es posible equilibrar la producción y el beneficio con los costes de inversión.^{7 8}

$$MS = \frac{\eta * P_{csm\max}}{P_{eb}}$$

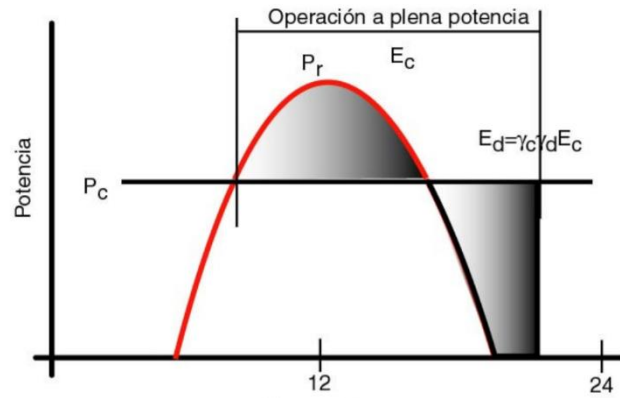


Figura 8: Esquema de operación de una central CCP con almacenamiento

Capítulo 3: Parques fotovoltaicos

Un parque fotovoltaico es una gran superficie de terreno con paneles fotovoltaicos conectados entre ellos con la función de captar toda la energía solar posible y transformarla en energía eléctrica, mediante los dispositivos semiconductores llamados células fotovoltaicas. Cada célula es esencialmente la unión P-N de semiconductores, en el caso más extendido, silicio dopado. El efecto fotoeléctrico consiste en el salto de electrones a la banda de conducción al incidir la luz solar sobre la unión. Si existe un circuito cerrado a través de una carga que une las dos partes de la unión, estos electrones constituyen la corriente eléctrica generada que atraviesa la carga. Se disponen en un montaje de marco metálico, adhesivos plásticos y vidrio protector, más las correspondientes conexiones eléctricas y diodos de protección.^{9 10}

La energía fotovoltaica es una energía renovable, su recurso es inagotable a escala mundial y el CO_2 emitido en su construcción se compensa en 2 años. Las razones más importantes para decantar nuestra elección hacia la energía fotovoltaica son su simplicidad, generan electricidad a partir de la luz, su durabilidad, periodos de entre 20 a 40 años y su carácter modular, se puede ampliar con nuevos elementos cuando se desee. Además, hay que tener en cuenta el decreciente coste de los módulos fotovoltaicos, según datos de la empresa IRENA, en el periodo comprendido entre 2007 y 2017 el coste de estos módulos ha disminuido un 48% en España y la tendencia es similar en todo el mundo.

La instalación de un sistema de producción fotovoltaica consta de varios elementos, el generador fotovoltaico, un sistema regulador y de adaptación de la corriente y otros como el cableado, sistemas de seguimiento y protección. Los paneles fotovoltaicos, normalmente fijos y también orientables a un eje se conectan entre sí formando una red DC y posteriormente termina en un inversor. Estos paneles fotovoltaicos se pueden conectar entre ellos en serie o en paralelo, o de forma mixta cómo será la usada en este caso, esto se hace para variar los valores de tensión y corriente, esta etapa se realiza porque debemos tener unos ciertos valores de corriente y tensión que nos permitan conectarnos a los inversores de máxima potencia, unos 5 MW AC.

Los inversores son necesarios por que la energía eléctrica que nos proporcionan los paneles solares es en corriente continua, y debemos transformarla en corriente alterna para poder conectarnos a la red, no solo necesitamos transformar esta energía en alterna para poder utilizarla, el papel del inversor es hacer que la electricidad obtenida en el parque fotovoltaico cumpla los requisitos establecidos por la compañía para poder

conectarse a la red, en estos requisitos se destacan con mayor importancia los siguiente, un bajo nivel de distorsión armónica, la desconexión en caso de pérdida y la estabilización de la tensión de salida. Una vez cumplidos estos requisitos, el inversor se conecta a una red AC de baja tensión, 15 kV y finalmente llega a la estación transformadora de alta tensión, 110kV. ¹¹

La generación de energía eléctrica no solo dependerá de las horas en las que los rayos solares inciden en las placas si no de la orientación, inclinación y potencia instalada.

El mayor inconveniente de esta práctica es la difícil gestión de la energía ya que no suelen tener baterías para poder almacenar la energía, esto es debido a que aumentarían muy considerablemente el precio de la inversión y reduciría su rentabilidad.¹²



Figura 9: Parque fotovoltaico Cerro Dominador

Capítulo 4: Localización

La ubicación seleccionada para realizar nuestro estudio es la antigua central térmica de Teruel, próxima a la localidad de Andorra (Teruel). Para llegar a esta elección hemos realizado un estudio sobre la extensión de terreno que poseían dichas centrales y la radiación que llegaba a las zonas donde se encontraban. En el Anexo I se incidirá más en los datos obtenidos tanto de radiación como de extensión de cada central con el fin de justificar la elección realizada.

Para hacer una buena elección de la ubicación de la instalación debemos tener en cuenta varios factores, pero el más importante para el estudio de una instalación renovable es el clima ya que los valores de producción van a depender directamente de la radiación que incide sobre la zona. El clima debe ser soleado y con la mayor cantidad de horas solares posibles. En la siguiente imagen observamos un mapa de la radiación solar en España.¹³

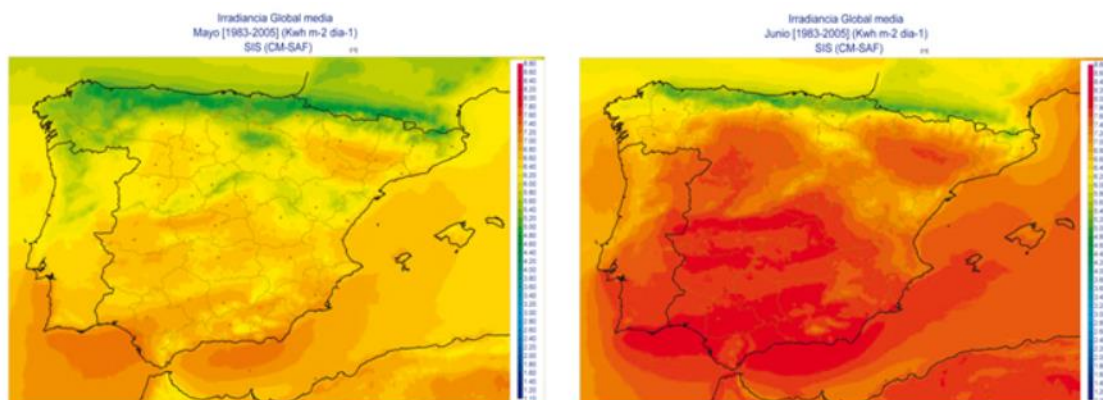


Figura 10: Mapa de radicación solar de España en los meses de mayo y junio entre 1983 y 2005

Como se puede observar en la imagen, la zona donde está situada la ubicación elegida tiene una radiación media/alta en comparación con las otras zonas, pero el valor que realmente juega a su favor a la hora de tomar la decisión de realizar nuestro estudio en esa zona es que contamos con 2,61 km² de terreno, valor muy superior al que nos podremos encontrar con las otras instalaciones de estudio.



Figura 11: Extensión de la central térmica de Teruel

Capítulo 5: Dimensionamiento de la central de canal parabólico

La primera instalación para el estudio es una central de canal parabólico, una vez elegida la ubicación idónea para la instalación, el siguiente paso es el dimensionamiento de esta. En este apartado hablaremos sobre las características de los elementos elegidos y los resultados obtenidos en el dimensionamiento, el proceso para llegar a estos resultados se detallará en el Anexo II.

El primer paso es estimar la potencia que podemos instalar según las dimensiones de la localización. Para ellos nos basamos en el informe “Land-Use Requirements for Solar Power Plants in the United States” del laboratorio nacional de energía renovable de Estados Unidos, NREL (National Renewable Energy Laboratory), Ong et al. (2013). De este informe obtenemos la relación extensión/potencia instalada de una CCP, este valor es $9,5 \frac{\text{acres}}{MW_{AC}}$, 1 acre equivale a $4049,86 \text{ m}^2$, como nuestra instalación dispone de $2,61 \text{ km}^2$ la potencia bruta de la central de canal parabólico será de 68 MW_{AC} , debemos tener en cuenta que una central de este tipo tiene aproximadamente un consumo de auxiliares $C_{aux} = 15\%$ de la potencia bruta generada, por lo que la potencia neta de nuestra instalación será de 58 MW_{AC} .

La potencia térmica que se entregará al ciclo será la que los colectores sean capaces de absorber, por lo que para comenzar con el dimensionamiento debemos elegir el colector de la central, en este caso vamos a utilizar el SKAL-Eurotrough 150, sus características serán las siguientes.¹⁴

Para comprender mejor esta tabla debemos saber que un SCE, son los elementos del colector solar y el SCA es el propio colector.

Tabla 1: Características del SKAL-Eurotrough 150

Características	SKAL-Eurotrough 150
Apertura de la parábola	5,76 m
Distancia focal	1,71 m
Diámetro interior tubo absorbedor	70 mm
Diámetro exterior tubo absorbedor	115 mm
Distancia entre apoyos (longitud SCE)	12 m
Superficie de espejos por módulo (SCA)	$817,5 \text{ m}^2$
Reflectividad	0,935
Eficiencia óptima pico	0,7518

Debemos tener en cuenta el rendimiento de todos los elementos y el múltiplo solar elegido para obtener unos valores de producción coherentes, estos valores son los siguientes:

Tabla 2: Rendimientos de la instalación y Múltiplo solar

Rendimiento ciclo + Intercambiador de calor	0,4
Rendimiento del absorbedor	0,7518
Rendimiento del campo solar	0,6
Rendimiento del alternador	0,99
Rendimiento de los espejos	0,99
Múltiplo solar	1,75

Una vez elegidos los elementos de la instalación y conocidos sus valores característicos, el siguiente paso a seguir es el cálculo del el número de lazos y el área del campo solar A_{cs} , para realizar estos cálculos debemos de tener en cuenta que cada lazo está compuesto por 4 colectores (SCA). Los resultados son los siguientes:

Tabla 3: Resultados del dimensionamiento del campo solar CCP 58 MW

Potencia eléctrica neta	58 MW
Consumo de auxiliares	0,15
Potencia eléctrica bruta	68 MW
Rendimiento total de la instalación	18 %
MS	1,75
Área de apertura (SCA)	817,5 m ²
Área de lazo	3.270 m ²
Longitud del lazo (12 módulos por SCA)	600 m
A_{cs} 58 MW	514.718,68 m ²
A_{cs} 58 MW con MS	900.757,69 m ²
Número de Lazos	276
A_{cs} instalado	900.757,69 m ²

Como se ha comentado durante el trabajo las centrales de canal parabólico del estudio contarán con un almacenamiento mediante tanques de sales fundidas, por lo que el siguiente paso a seguir será el dimensionamiento de los tanques de almacenamiento. Como muestra la tabla 3, la potencia de la turbina es de 58 MW y el

múltiplo solar es 1,75, dicho almacenamiento está diseñado con capacidad para 7,5 horas de funcionamiento. Los resultados del dimensionamiento de los tanques de almacenamiento son los siguientes:

Tabla 4: Dimensión del tanque de almacenamiento CCP 58 MW

Tanque de almacenamiento	
Horas de almacenamiento	7,5 horas
Potencia Turbina	58 MW
Capacidad de almacenaje	435 MWh
Volumen de sales	16.015,49 m ³
Diámetro	42
Altura	11,55

Capítulo 6: Dimensionamiento del parque fotovoltaico

En este apartado se va a explicar la segunda instalación de estudio, un parque fotovoltaico. Se explicarán las características de los componentes elegidos y los resultados obtenidos en el dimensionamiento, en el Anexo III se detallará el proceso seguido para obtener estos resultados.

El primer paso es elegir que paneles usaremos y cuál será su disposición en nuestra instalación. En nuestro caso los paneles estarán fijos, orientados al sur, su azimut será de 0° y se optimizara su inclinación, en esta localización el valor de la inclinación es de 36° . Los paneles solares elegidos serán el modelo HiKu 7 Mono, de la empresa Canadian solar. Su características principales serán las siguientes.¹⁵

Tabla 5: Características del HiKu7 STC

Potencia pico	590 W_{cc}
Longitud	2.172 mm
Anchura	1.303 mm
Espesor	35 mm
Eficiencia	21,2%
TONC	40 $^\circ\text{C}$
V de trabajo pico	34,5 V
I de trabajo pico	17,11 A

En nuestro parque fotovoltaico, se dispondrán los paneles solares por bloques. Cada bloque estará compuesto por 6 paneles HiKu7 y entre cada bloque de una misma fila habrá una distancia de separación, con el fin de intentar reducir el calentamiento de los paneles, esta distancia corresponde a 1,5 veces la anchura de 1 panel, es decir 2 metros. La disposición de estos bloques en la instalación será como se ve en la siguiente figura.



Figura 12: Posicionamiento de los paneles fotovoltaicos

Conocido esto, se ha planteado la posibilidad de aumentar la potencia instalada provocando un pequeño sombreamiento entre filas, pero viendo el bajo rendimiento que proporcionarían las placas en caso de sombras, se ha optado por mantener esta potencia instalada y calcular la distancia entre filas necesaria para que no se produjera dicho sombreamiento. Calculamos la distancia mínima (d a la que no se harían sombra dos filas el día más desfavorable (dn), el 21 de diciembre a las 12:00).¹⁶

Tabla 6: Cálculo de distancia para que no se produzca sombreamiento

Sombreamiento	
Longitud del panel	2,172 m
Inclinación (°)	36
dn	355
Declinación (°)	-23,449
Latitud (°)	40,99
w (ángulo horario, °)	0
ho (°)	29,59
Distancia de no sombreamiento (m)	4 m

Conociendo la distancia a la que se deben de colocar las filas de paneles solares para que no se produzca sombreamiento entre filas, 4 metros, el siguiente paso es calcular el número de paneles que tendrá nuestra instalación. Para ello se ha dibujado en AutoCAD la extensión de nuestra localización y se han añadido filas con una distancia de 4 metros para el no sombreamiento. Se calculará la longitud de dichas filas y conociendo la anchura de 1 panel y la separación entre paneles conoceremos el número que paneles con los que contará nuestra instalación, que será de 53.334, compuestos por 318.828 módulos HiKu7, lo que corresponderá a una potencia pico instalada de 188,8 MW_p . En el Anexo III se mostrará el diseño en AutoCAD que respalda los siguientes resultados.

Dimensionado el campo solar sabemos la potencia instalada, como ya se ha explicado anteriormente para poder conectar la instalación a la red son necesarios unos inversores que transformen dicha corriente continua en corriente alterna. El inversor seleccionado es el modelo CON 40 de la empresa INGECON SUN, las características de dicho inversor son las siguientes:¹⁷

Tabla 7: Características del inversor CON 40

Capacidad de conversión	5.000 kVa
V de transformación	36 kV
fdp	1
Rendimiento	97%
Largo	13,452 m
Ancho	4,605 m
Alto	2,898 m

Los paneles solares no pueden conectarse de cualquier manera con el inversor, deben cumplir los requerimiento de tensión y de corriente de este. Esta conexión se puede realizar en serie, en paralelo o mixta. Elegimos conectar los paneles solares en serie-paralelo, para aumentar tanto la tensión como la corriente de trabajo. Para dimensionar los inversores debemos de tener en cuenta que los paneles no funcionan en condiciones STC, por lo que tomaremos como relación entre CC/CA de 1,2, por lo que nuestra instalación proporcionará $157,3 MW_{ac}$.¹⁸

La instalación constara de 40 inversores que estarán conectados con 10 filas en paralelo, cada una de estas filas tendrá conectados 800 módulos en serie.

Para esta instalación se ha descartado la opción de tener almacenamiento debido al gran incremento de la inversión y a la tendencia de apuntamiento en los precios, con respecto al precio medio provocado por la gran cantidad de nuevas instalaciones renovables.

Capítulo 7: Dimensionamiento de la hibridación: CCP y parque PV

En este apartado se va a estudiar la instalación de una planta formada por la hibridación de las 2 tecnologías vistas anteriormente, una central de canal parabólico y un parque fotovoltaico. Como se comentó anteriormente, las centrales de canal parabólico, gracias a su capacidad de almacenamiento son el mejor complemento de las instalaciones fotovoltaicas y en este apartado vamos a estudiar los beneficios de ambas. Como en los apartados anteriores, se comentarán los resultados y el procedimiento se detallarán en el Anexo IV.

Capítulo 7.1: Central de canal parabólico de la hibridación

El primer paso es fijar la potencia neta que queremos instalar y a partir de este valor se calculará el resto. Queremos que la potencia neta de la CCP sea de 50 MW_{AC} , teniendo en cuenta que los auxiliares tienen un consumo de $C_{aux} = 15\%$, la potencia bruta debe ser de 59 MW_{AC} . Del informe NREL obtuvimos la relación entre extensión/potencia instalada en una CCP, este valor es de $9,5 \frac{\text{acres}}{\text{MW}_{ac}}$, por lo que la extensión necesaria para esta instalación es de $2.268.265,03 \text{ m}^2$.

Para esta instalación utilizaremos los mismos elementos que para la estudiada anteriormente, el colector SKAL-Eurotrough 150, por lo que sus características y rendimientos de la instalación no varían, lo único que cambiará será el múltiplo solar. Como esta instalación estará complementada con una instalación fotovoltaica y esta no tiene capacidad de almacenamiento, paliaremos esta desventaja dotando a la central de canal parabólico con una mayor capacidad de gestionabilidad.

Conocidos los valores característicos de los elementos se calculará el dimensionamiento del campo solar.

Tabla 8: Resultados del dimensionamiento del campo solar CCP 50 MW

Potencia eléctrica neta	50 MW
Consumo de auxiliares	0,15
Potencia eléctrica bruta	59 MW
Rendimiento total de la instalación	18 %
MS	2
Área de apertura (SCA)	$817,5 \text{ m}^2$
Área de lazo	3.270 m^2

Longitud del lazo (12 módulos por SCA)	600 m
A_{cs} 50 MW	443.723 m ²
A_{cs} 50 MW con MS	887.446 m ²
Número de Lazos	272
A_{cs} instalado	889.440 m ²

Una vez dimensionado el campo solar procederemos a dimensionar los tanques de almacenamiento. El múltiplo solar es de 2, por lo que el almacenamiento está diseñado para una capacidad de 10 horas de funcionamiento.

Tabla 9: Dimensionamiento del tanque de almacenamiento CCP 50 MW

Tanque de almacenamiento	
Horas de almacenamiento	10 horas
Potencia Turbina	50 MW
Capacidad de almacenaje	500 MW
Volumen de sales	184.08,61 m ³
Diámetro	42
Altura	13,28

Capítulo 7.2: Parque fotovoltaico de la hibridación

Una vez dimensionada la central de canal parabólico del estudio, continuaremos calculando la instalación fotovoltaica. Los elementos que van a formar la instalación fotovoltaica de la hibridación, la disposición de las placas, por tanto, su distancia para no producir sombra, son los mismos que hemos utilizado para dimensionar el apartado anterior. Por lo que los resultados no cambian.

La extensión disponible para la instalación fotovoltaica es de 341.735 m², realizaremos el mismo procedimiento en AutoCAD, que en el apartado anterior pero esta vez para la extensión restante una vez dimensionada la central CCP.

El número que paneles con los que contará nuestra instalación será de 9.334, compuestos por 56.000 módulos HiKu7, lo que corresponderá a una potencia pico instalada de 33,04 MW_p. En el Anexo III se mostrará el diseño en AutoCAD que respalda los siguientes resultados.

Una vez conocida la potencia instalada, dimensionaremos los inversores, el modelo utilizado será el mismo que en el apartado anterior, el CON 40.

Elegimos conectar los paneles solares en serie-paralelo y teniendo en cuenta la relación entre CC/CA de 1,2, nuestra instalación proporcionará $27,53 \text{ MW}_{ac}$.

Una vez realizados los cálculos pertinentes obtenemos que la instalación deberá tener 7 inversores. Estos inversores estarán conectados con 10 filas en paralelo, cada una de estas filas tendrá conectados 800 módulos en serie.

Capítulo 8: Producción, precios e ingresos

En este apartado se va a hablar sobre los resultados de la producción que obtenemos de cada una de las instalaciones, el precio horario del mercado para vender dicha energía y los ingresos que obtendríamos en cada instalación, en el Anexo V se explicara más específicamente el proceso para llegar a estos resultados.

Capítulo 8.1: Producción

Comenzaremos este apartado con el cálculo de la producción para las instalaciones fotovoltaicas y centrales termosolares. Para ello usaremos un programa llamado PVGIS.

PVGIS es un sitio web donde podemos encontrar información sobre la radiación solar y el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos, con él podemos calcular la energía que podemos obtener de diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos en casi cualquier lugar del mundo.

Realizaremos este proceso en dos pasos, primero calcularemos la producción para las instalaciones que tengan fotovoltaica y después calcularemos las centrales de canal parabólico.¹⁹

Capítulo 8.1.1: PVGIS PV

Para obtener los datos de la irradiación y temperatura para las instalación fotovoltaica en la localización seleccionada acudimos a la base de datos horarios de PVGIS. Para obtener los datos necesarios tenemos que decirle al programa como es la disposición de nuestra instalación, como hemos comentado anteriormente las placas fotovoltaicas tendrán una potencia pico de 590 W y el montaje será sobre eje fijo orientado al sur, con un azimut de 0° y una inclinación óptima que en este caso será de 36° . Añadiendo estos datos al programa obtenemos un archivo Excel con la irradiación y la temperatura en la localización donde se montará la instalación durante todas las horas de 1 año. Con estos datos calcularemos la producción energética de la instalación, el proceso para calcular estos datos se explica en el Anexo V. Los resultados de producción energética anual en corriente alternan de las instalaciones fotovoltaica de $188,8 \text{ MW}_p$ y de la hibridación con $33,04 \text{ MW}_p$ se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 10: Producción energética de las instalaciones fotovoltaicas

Potencia de la instalación (MW_p)	Producción de energía (MWh_{ac})
188,8	274.744,1218
33,04	48.080,22132

Capítulo 8.1.2: PVGIS CCP

Para obtener los datos de irradiación de las instalaciones de canal parabólico acudimos de nuevo al PVGIS, para que los datos obtenidos del programa sean los que obtendríamos en una central CCP debemos decirle al programa que el montaje de la instalación es de eje inclinado de 0° , paralelo al suelo e irá orientado en dirección Norte-Sur para que realice un seguimiento Este-Oeste. Con estas especificaciones el programa nos da un archivo Excel con los valores de irradiación horarios durante 1 año. Con estos datos realizaremos una serie de cálculos explicados en el Anexo V para saber la cantidad de energía que turbino, la que almaceno para turbinar más tarde, (debemos recordar que cada una de las centrales disponía de un almacenamiento con distinta capacidad), y la que desoriento debido a que no puedo ni turbinar ni almacenar más en ese momento. Después de conocer estos parámetros, los resultados de producción energética anual de las centrales de canal parabólico de 58 MW y 50 MW se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 11: Producción energética de las centrales de canal parabólico

Potencia de la instalación (MW)	Producción de energía (MWh)
58	273.363,023
50	267.857,8

Capítulo 8.2: Precios horarios de la energía

Una vez conocida la producción energética horaria y anual, el siguiente paso es buscar el precio de venta horario en el mercado Español. Para ello acudimos al CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia), obtenemos los datos sobre los precios horarios del último año disponible, el 2019.

En este estudio se plantea un ciclo de vida de la instalación de 35 años, lo ideal sería conocer los valores horarios de cada año, pero eso es imposible. Por lo que el siguiente paso que se ha seguido ha sido realizar un estudio del apuntamiento para los 3 tipos de instalaciones que se van a estudiar en este trabajo. Los precios horarios los obtenemos de la CNMC, como se ha comentado anteriormente y el precio medio de la energía en 2019 lo obtenemos de OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía). Con estos datos y la producción energética de cada instalación obtendremos la siguiente tabla donde se mostrarán, los ingresos en 2019 con el precio medio y producción de energía anual, los ingresos con precio horario y producción de energía horaria, la diferencia entre ambas y el porcentaje de diferencia.²⁰

Tabla 12: Comparación de ingresos con precio horario y fijo

	188,8 MW _p	33,04 MW _p + 50 MW	58 MW
Energía MWh	274.588,867	294.441,4398	291.159,972
Fijo €	13.100.634,9	14.047.801,09	13.891.242,2
Horario €	13.447.255,2	14.363.700,31	14.279.190,7
Diferencia (H-F)	346.620,327	315.899,2182	387.948,47
% horario respecto fijo	2,64582847	2,248744954	2,79275577

Como se puede ver en la tabla, la diferencia entre calcular los ingresos con precios horarios y medios es inferior del 3%, por lo que se cumpliría en este año el fenómeno del apuntamiento que comentamos anteriormente, además debemos tener en cuenta que cada vez habrá más producción energética de energía renovables y el almacenamiento evolucionara por lo que este fenómeno estará más patente en los próximos años.

El siguiente paso es obtener los precios medios de los años venideros, para ello acudimos al mercado de futuros de OMIP, donde obtenemos los precios medios de la energía hasta 2028.^{21 22}

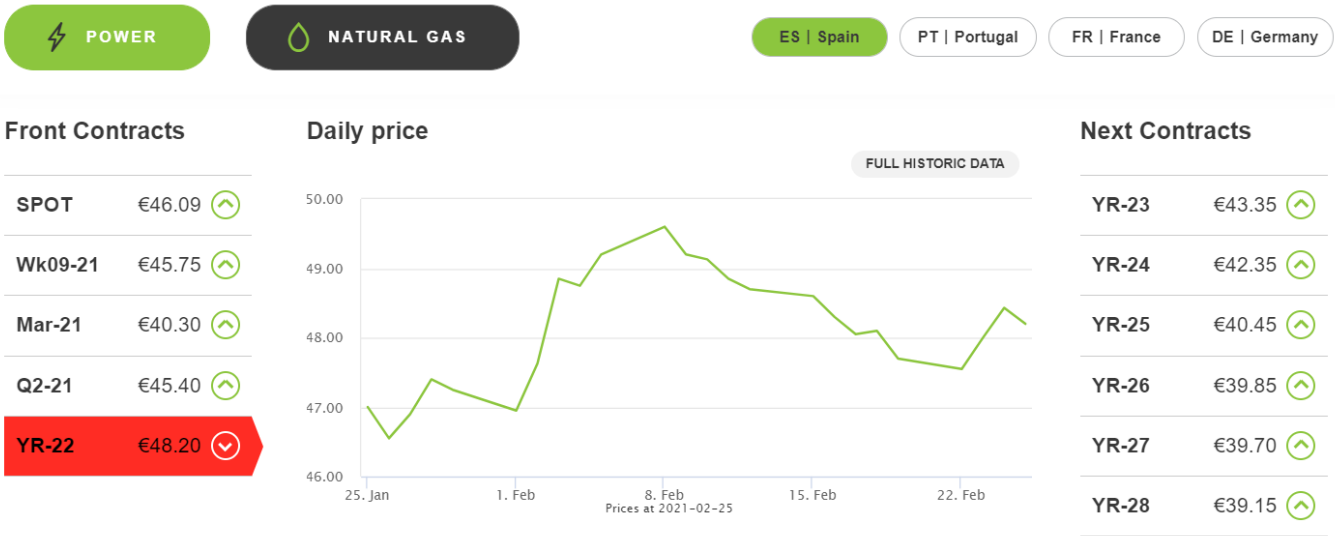


Figura 13: Gráfica de la estimación de precios del mercado de futuros

Tabla 13 : Precio medio de la energía de 2015 a 2028

Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Precio (€/MW)	50,27	39,61	52,22	57,29	47,71	33,96	50,32	48,2	43,35	42,35	40,45	39,85	39,7	39,15

Como hemos comentado anteriormente el ciclo de vida de nuestra instalación es de 35 años, por lo que, si suponemos que comenzamos en 2015, necesitaremos conocer el precio de la energía hasta 2049, para ello representamos los precios obtenidos hasta el momento en una gráfica, para poder obtener su línea de tendencia y con ella obtener los precios de los años venideros. La gráfica se puede ver en la siguiente tabla.

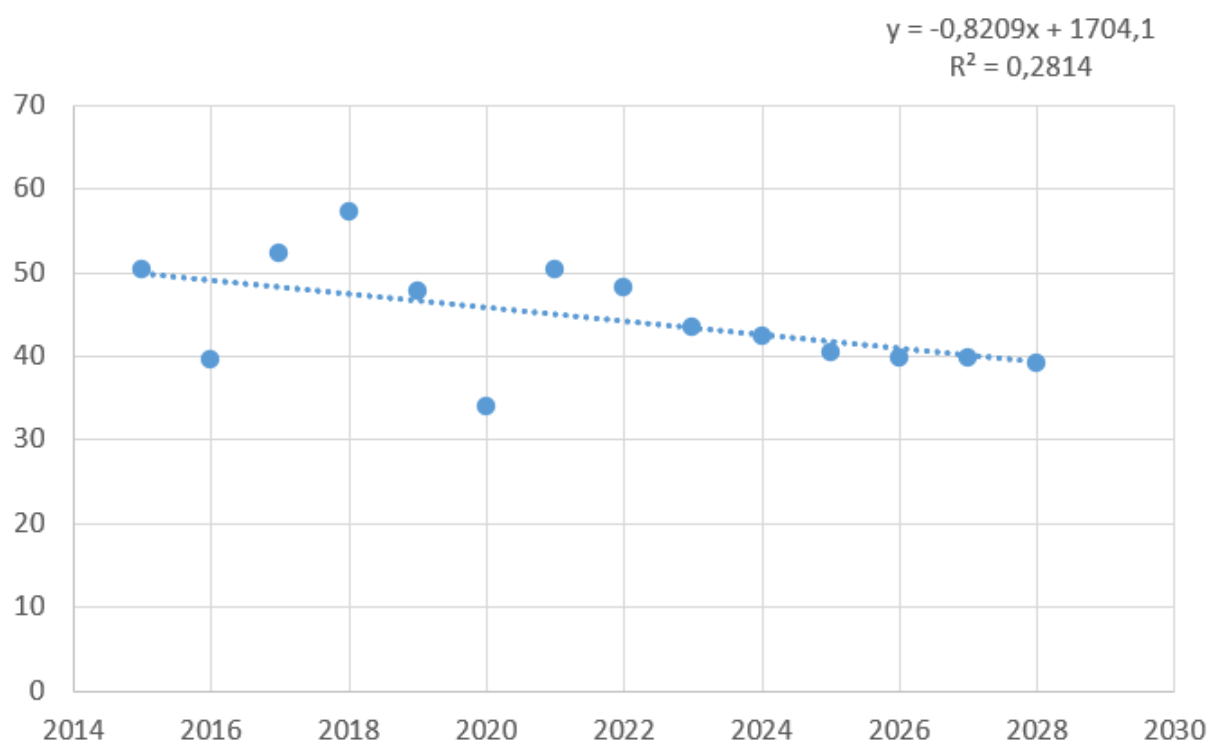


Figura 14: Tendencia de los precios de la energía desde 2015 hasta 2028

Tendremos en cuenta que llegara un momento que el precio dejara de bajar y se estabilizara por lo que hemos decidido que cuando el precio baje de $35 \frac{\text{€}}{\text{MW}}$, los valores seguirán constantes hasta el último año de estudio. Los precios obtenidos para el estudio según este criterio se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 14: Estimación de precios desde 2029 hasta 2049

Año	Precio (€/MW)
2029	38,49
2030	37,67
2031	36,85
2032	36,03
2033	35,21
2034	34,39
2035	34,39
2036	34,39
2037	34,39
2038	34,39
2039	34,39
2040	34,39
2041	34,39
2042	34,39
2043	34,39
2044	34,39
2045	34,39
2046	34,39
2047	34,39
2048	34,39
2049	34,39

Capítulo 8.3: Ingresos

Una vez conocidos los precios y las producciones de energía cada año, el siguiente paso es calcular los ingresos que obtendrían las 3 plantas del estudio. Para ello multiplicaremos la producción de energía anual por el precio de la energía en el año correspondiente y le aplicaremos un 7% de impuestos que es el valor que se aplica en este tipo de instalaciones.

Tabla 15: Ingresos de las instalaciones durante el ciclo de vida

Año	Instalación		
	Ingresos (€)		
	PV 188 MW _p	CCP 58 MW	CCP 50 MW + PV 33,04 MW _p
2015	16.480.544,66	16.240.339,40	17.826.861,84
2016	12.985.764,35	12.796.495,80	14.046.588,38
2017	17.119.833,74	16.870.310,79	18.518.375,28
2018	18.781.985,35	18.508.236,41	20.316.310,23
2019	15.641.272,84	15.413.300,04	16.919.028,82
2020	11.133.465,22	10.971.194,07	12.042.972,51
2021	16.496.936,69	16.256.492,52	17.844.592,96
2022	15.801.914,72	15.571.600,54	17.092.793,73
2023	14.211.888,03	14.004.748,62	15.372.875,69
2024	13.884.047,47	13.681.686,37	15.018.253,41
2025	13.261.150,42	13.067.868,09	14.344.471,09
2026	13.064.446,09	12.874.030,74	14.131.697,72
2027	13.015.270,00	12.825.571,40	14.078.504,38
2028	12.834.957,70	12.647.887,16	13.883.462,13
2029	12.619.861,51	12.435.926,02	13.650.794,45
2030	12.350.737,20	12.170.724,22	13.359.685,03
2031	12.081.612,89	11.905.522,41	13.068.575,60
2032	11.812.488,58	11.640.320,61	12.777.466,17
2033	11.543.364,27	11.375.118,81	12.486.356,75
2034	11.274.239,96	11.109.917,01	12.195.247,32
2035	11.274.239,96	11.109.917,01	12.195.247,32
2036	11.274.239,96	11.109.917,01	12.195.247,32
2037	11.274.239,96	11.109.917,01	12.195.247,32
2038	11.274.239,96	11.109.917,01	12.195.247,32
2039	11.274.239,96	11.109.917,01	12.195.247,32
2040	11.274.239,96	11.109.917,01	12.195.247,32
2041	11.274.239,96	11.109.917,01	12.195.247,32
2042	11.274.239,96	11.109.917,01	12.195.247,32
2043	11.274.239,96	11.109.917,01	12.195.247,32
2044	11.274.239,96	11.109.917,01	12.195.247,32
2045	11.274.239,96	11.109.917,01	12.195.247,32
2046	11.274.239,96	11.109.917,01	12.195.247,32
2047	11.274.239,96	11.109.917,01	12.195.247,32
2048	11.274.239,96	11.109.917,01	12.195.247,32
2049	11.274.239,96	11.109.917,01	12.195.247,32

Capítulo 9: Inversión y costes de mantenimiento

En este apartado se va a hablar sobre los resultados de la búsqueda de precios de inversión tanto para instalaciones fotovoltaicas como para la central de canal parabólico. Para obtener estos valores vamos a tomar como base de nuestra búsqueda a IRENA, la agencia internacional de energía renovable.

Capítulo 9.1: Instalación fotovoltaica

Para obtener los costes de inversión y de mantenimiento de las instalaciones fotovoltaicas de nuestro estudio comenzamos tomando como referencia un informe de la IFC (International Finance Corporation), este informe es una guía sobre desarrollo de proyectos fotovoltaicos. Siguiendo este informe obtenemos que los costes de inversión inicial y de mantenimiento de las dos instalaciones fotovoltaicas son los siguientes.²³

Tabla 16: Costes de inversión y mantenimiento de las instalaciones FV

	Coste de la inversión		
	Precio (€)	Total (€)	
	€/MW _p	PV 1 188,8 MW _p	PV 2 33,04 MW _p
Tierra	5.468,86673	1.032.522,039	180.691,3568
Módulos PV	474.407,7163	89.568.176,85	15.674.430,95
Montaje de la estructura	201.623,2794	38.066.475,16	6.661.633,153
Inversores	144.957,9133	27.368.054,04	4.789.409,456
Conexión a la red	168.019,3995	31.722.062,63	5.551.360,961
Gastos de operación y preliminares	7.247,895666	1.368.402,702	239.470,4728
Obra civil y general	79.067,95272	14.928.029,47	2.612.405,158
Tarifa de desarrollador	65.889,9606	12.440.024,56	2.177.004,298
Inversión Total		216.493.747,5	37.886.405,8
Coste de mantenimiento	2.767,378345	522.481,0316	116.565,12

Una vez conocidos los valores comprobaremos que encajan con la tendencia de coste que nos da la agencia internacional de energías renovables IRENA. Como se puede ver en la siguiente imagen la tendencia de precios de las instalaciones fotovoltaicas se ha reducido muy considerablemente desde 2010.²⁴

Figure 3.1 Global weighted average total installed costs, capacity factors and LCOE for PV, 2010–2019

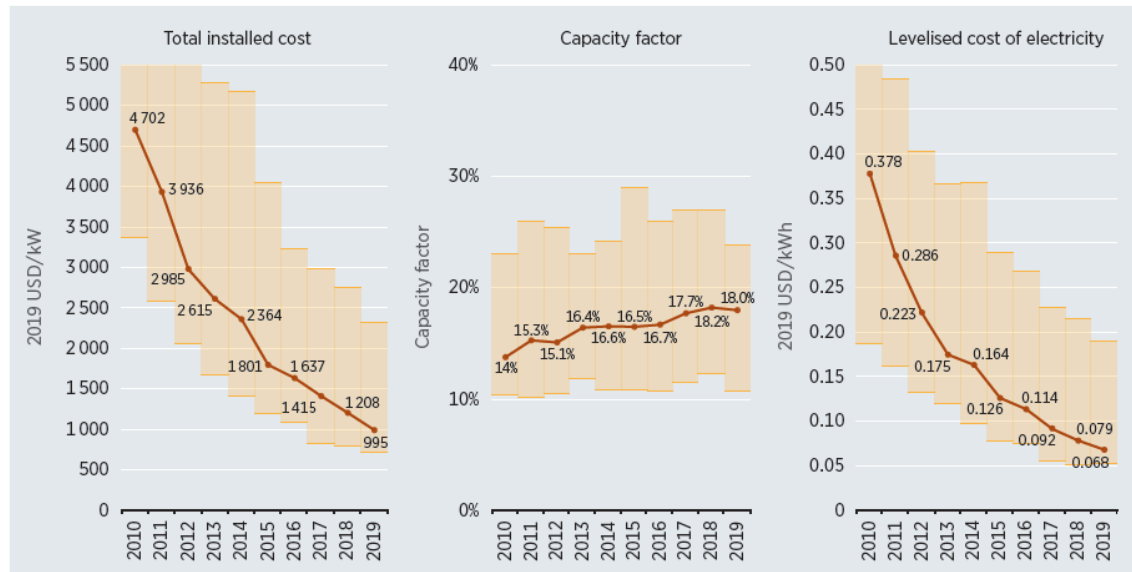


Figura 15: Tendencia del precio de la instalación de PV

Calculamos el precio que cuesta cada kW instalado en nuestro estudio para comprobar que cumple con los rangos establecidos por IRENA. Como se puede observar en la siguiente tabla, nuestra instalación se adecua con los rangos que da IRENA.

Tabla 17: Comparación del precio de nuestro estudio con los datos de IRENA PV

\$/kWp 2019	1.365,099
IRENA \$/kWp 2019	800-2.400

Capítulo 9.2: Instalación de la central de canal parabólico

Una vez conocidos los datos de las instalaciones fotovoltaicas el siguiente paso es obtener los datos sobre la central de canal parabólico. Para ello hemos usado un informe, basado en datos de IRENA que se titula “LCOE Reduction Potential of Parabolic Trough and Solar Tower CSP Technology until 2025”. De este informe obtenemos la siguiente tabla:

Tabla 18: Costes de inversión y mantenimiento de las instalaciones CCP

	Coste de la inversión		
	Precio (€)	Total (€)	
	Coste $\frac{\text{€}}{\text{m}^2}$	CCP 1 58 MW	CCP 2 50 MW
Preparación tierra	24,57	22.174.916,4	22.357.853,28
Estructura colector	64,428	58.147.558,56	58.627.259,71
Torre y base	21,84	19.711.036,8	19.873.647,36
Conductores	6,552	5.913.311,04	5.962.094,208
Espejos	34,398	31.044.882,96	31.300.994,59
Receptores	25,116	22.667.692,32	22.854.694,46
Cables	4,3134	3.892.929,768	3.925.045,354
Aceite térmico HTF (fluido)	13,104	11.826.622,08	11.924.188,42
Aceite térmico HTF (elementos)	41,496	37.450.969,92	37.759.929,98
Ingeniería del proyecto	0,7644	689.886,288	695.577,6576
	Coste €/kWh		
Almacenamiento medio	18,8916	8.217.846	9.663.780
Tanques	12,4488	5.415.228	6.368.040
Bomba e intercambiador de calor	3,7128	1.615.068	1.899.240
Balance de almacenamiento de la planta	2,0748	902.538	1.061.340
Inversión total		229.670.486,1	234.273.685
	Coste €/MWh		
Mantenimiento	1% inversión inicial	2.296.704,861	2.342.736,85
Coste de mantenimiento		2.296.704,861	2.342.736,85

Una vez conocidos los valores comprobaremos que encajan con la tendencia de coste que nos da la agencia internacional de energías renovables IRENA. Como se puede ver en la siguiente imagen, la tendencia en estos años ha sido de bajada del precio de la instalación, pero durante este periodo ha habido muchas fluctuaciones.

Figure 8.1 Global weighted average total installed costs, capacity factors and LCOE for CSP, 2010-2019

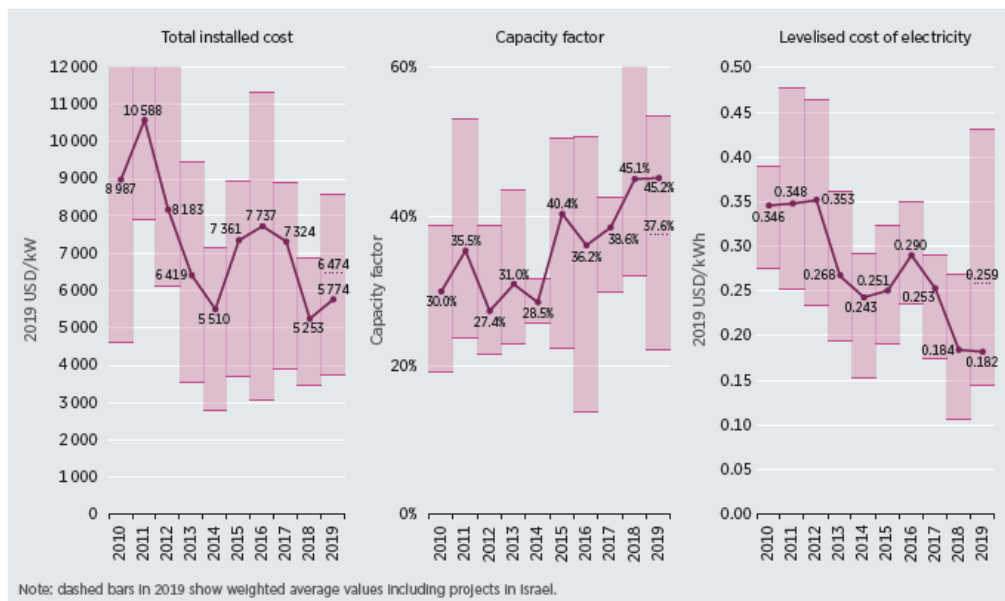


Figura 16: Tendencia del precio de la instalación de CCP

Como para las instalaciones fotovoltaicas, comprobaremos que el precio por cada kW instalado cumple los rangos de IRENA. Como se puede ver en la siguiente tabla nuestra instalación se vuelve a adecuar a esos rangos.

Tabla 19: Comparación del precio de nuestro estudio con los datos de IRENA CCP

\$/kWp 2019 CCP 50 MW	4.039,201
\$/kWp 2019 CCP 58 MW	3.959,836
IRENA \$/kWp 2019	3.900-8.700

Antes de pasar a calcular los índices de rentabilidad de nuestras instalaciones debemos de tener en cuenta que en las centrales de canal parabólico podemos reducir costes. Las CCP utilizan un sistema de potencia muy similar al de las centrales de carbón, por lo que se puede aprovechar el sistema de potencia que se utilizaba en la central térmica de Andorra. Para adaptar el sistema de la central de carbón a la de canal parabólico destinaremos un 10% de lo que valdría instalar un sistema de potencia nuevo, por lo que los nuevos valores de inversión y mantenimiento se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 20: Costes de inversión y mantenimiento de las instalaciones CCP adaptando el sistema de potencia

	Coste de la inversión		
	Precio (€)	Total (€)	
	Coste $\frac{\text{€}}{\text{m}^2}$	CCP 1 58 MW	CCP 2 50 MW
Preparación tierra	24,57	22.174.916,4	22.357.853,28
Estructura colector	64,428	58.147.558,56	58.627.259,71
Torre y base	21,84	19.711.036,8	19.873.647,36
Conductores	6,552	5.913.311,04	5.962.094,208
Espejos	34,398	31.044.882,96	31.300.994,59
Receptores	25,116	22.667.692,32	22.854.694,46
Cables	4,3134	3.892.929,768	3.925.045,354
Aceite térmico HTF (fluido)	13,104	11.826.622,08	11.924.188,42
Aceite térmico HTF (elementos)	4,1496	3.745.096,992	3.775.992,998
Ingeniería del proyecto	0,7644	689.886,288	695.577,6576
	Coste €/kWh		
Almacenamiento medio	18,8916	8.217.846	9.663.780
Tanques	12,4488	5.415.228	6.368.040
Bomba e intercambiador de calor	3,7128	1.615.068	1.899.240
Balance de almacenamiento de la planta	2,0748	902.538	1.061.340
Inversión total		195.964.613,2	200.289.748
	Coste €/MWh		
Mantenimiento	1% inversión inicial	1.959.646,132	2.002.897,48
Coste de mantenimiento		1.959.646,132	2.002.897,48

Una vez obtenidos estos valores ya tenemos todo lo necesario para calcular los índices de rentabilidad de las 3 instalaciones.

Capítulo 10: Índices de rentabilidad

En este apartado se mostrarán los resultados del cálculo de los diferentes índices de rentabilidad de cada instalación estudiada en el trabajo. Para el análisis de la inversión se ha utilizado el método del VAN y del TIR, se calculará el plazo de recuperación de la inversión, Pay back y el coste anualizado. En el Anexo VI se detallará el cálculo de estos resultados. Para este estudio hemos elegido un ciclo de vida del proyecto de 35 años y una tasa de interés del 1,7%. ²⁵

Capítulo 10.1: VAN

El VAN, valor actual neto, es un criterio de inversión donde se van actualizando los flujos de caja de una inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con dicha inversión.

Los resultados obtenidos del VAN para cada central estudiada se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 21: Valores del VAN para cada estudio

VAN (€)	
PV 188,8 MW _p	110.747.779,60
CCP 58 MW	88.630.963,65
PV 33,04 MW _p + CCP 50 MW	75.050.627,19

Capítulo 10.2: TIR

El TIR, tasa interna de rendimiento, es el valor de la tasa de interés para el cual el VAN es 0.

Los resultados obtenidos del TIR para cada central estudiada se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 22: Valores del TIR para cada estudio

TIR	
PV 188,8 MW _p	5%
CCP 58 MW	5%
PV 33,04 MW _p + CCP 50 MW	4%

Capítulo 10.3: Pay back

El pay back, es el periodo de recuperación, nos permite determinar en cuanto tiempo se recuperaría la inversión inicial mediante los flujos de caja.

Los resultados obtenidos del PB para cada central estudiada se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 23: Valores del PB para cada estudio

Pay back (años)	
PV 188,8 MW _p	18,72
CCP 58 MW	19,15
PV 33,04 MW _p + CCP 50 MW	22,79

Capítulo 10.4: Coste anualizado

El coste anualizado o LCOE (Levelized Cost of Energy), es un término financiero que se utiliza en los proyectos energéticos. Es el valor del coste total actual de construir y operar de una instalación que genera energía a lo largo de su vida útil.

Los resultados obtenidos del coste anualizado para cada central estudiada se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 24: Valores del coste anualizado para cada estudio

Coste anualizado ($\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$)	
PV 188,8 MW _p	0,0195
CCP 58 MW	0,0223
PV 33,04 MW _p + CCP 50 MW	0,0239

Capítulo 11: Conclusiones

Una vez que se ha desarrollado todo el trabajo y se ha explicado lo indispensable en la memoria, concluimos el trabajo resumiendo las conclusiones que se han obtenido.

El trabajo ha sido un éxito ya que, como se ha visto en la memoria, se han ido detallando los resultados de los objetivos planeados en primera instancia, además, estos resultados se asemejan mucho a los datos que aportan escenarios de trabajo reales similares. El resumen de los resultados obtenidos para cada estudio se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 25: Resultados de cada estudio

	VAN (€)	TIR	Pay back (años)	Coste anualizado ($\frac{€}{kWh}$)	Horas de almacenamiento
PV 188,8 MW_p	110.747.779,60	5%	18,72	0,0195	0
CCP 58 MW	88.630.963,65	5%	19,15	0,0223	7,5
PV 33,04 MW_p + CCP 50 MW	75.050.627,19	4%	22,79	0,0239	10

Una vez recopilados estos datos de cada central que se ha estudiado se puede destacar la poca diferencia que se puede observar entre cada una de ellas. Con estos resultados, la central idónea para sustituir a la central térmica de Andorra es el parque fotovoltaico de 188 MW_p , sin almacenamiento.

Se puede observar que el parque fotovoltaico y la central de canal parabólico tiene una producción muy similar y la hibridación de ambas tiene una producción superior, pero sin embargo sus índices de rentabilidad son menores. Esto tiene una sencilla explicación, la central de canal parabólico y la hibridación cuentan con almacenamiento, el almacenamiento es muy importante debido a que mejora la calidad y el suministros de energía, permite una mayor integración de las renovables y mitiga la intermitencia de estas energías, pero actualmente no se prima tener almacenamiento y como se ha explicado anteriormente con el fenómeno del apuntamiento ha provocado que no sea suficientemente rentable la instalación de baterías debido a su gran coste y escaso beneficio en el proyecto. Por estos factores estas centrales han perdido rentabilidad y han hecho que la central elegida para implantación en la localización sea el parque fotovoltaico.

Anexo I: Localizaciones

Como se ha comentado anteriormente elegir una buena ubicación para nuestra instalación es un punto clave para su posterior desarrollo. El estudio consistía en usar los terrenos de las centrales térmicas de carbón que cerrasen, por lo que el primer paso que se ha realizado en el trabajo es buscar centrales cerradas o con previsión de cierre próximamente con una potencia instalada alta debido a que las instalaciones renovables ocupan una gran superficie y las centrales con mayor potencia dispondrán de una superficie mayor.²⁶

Las centrales elegidas aparecen en la siguiente tabla:

Tabla 26: Localizaciones de estudio

Nombre	Localización
Central térmica As Pontes	La Coruña
Central térmica de Teruel	Teruel
Central térmica Litoral de Almería	Almería
Central térmica Soto de Ribera	Asturias

Para el estudio hemos usado el programa PVGIS para obtener la irradiación y la potencia anual de energía fotovoltaica. Para poder saber la producción fotovoltaica hemos elegido los paneles solares que usaremos en la instalación. Tras revisar varios modelos, el elegido fue el modelo HiKu7 Mono de 590 W de la empresa Canadiansolar, para el estudio optimizaremos tanto el azimut como la inclinación. PVGIS es un software que ha sido desarrollado por la Comisión Europea, para este trabajo se ha utilizado para recopilar información sobre la radiación solar de las centrales elegidas con el fin de obtener unos datos precisos y claros sobre la producción potencial de una instalación solar.

También se realizará un visionado del terreno con el programa Google Earth, donde realizaremos una medida de su extensión.²⁷

Las principales características de las centrales estudiadas son los siguientes:

Central térmica As Pontes

La central térmica As Pontes es una central que se encuentra en la localidad de Puentes de García Rodríguez en La Coruña. Esta central es alimentada con carbón y gas natural y está formada por 4 ciclos convencionales de carbón que suman 1.468 MW y un ciclo combinado de gas natural de 800 MW. La producción de cierre de sus grupos de carbón está programada para 2021.



Figura 17: Central térmica As Pontes

Los resultados del estudio con PVGIS son los siguientes:

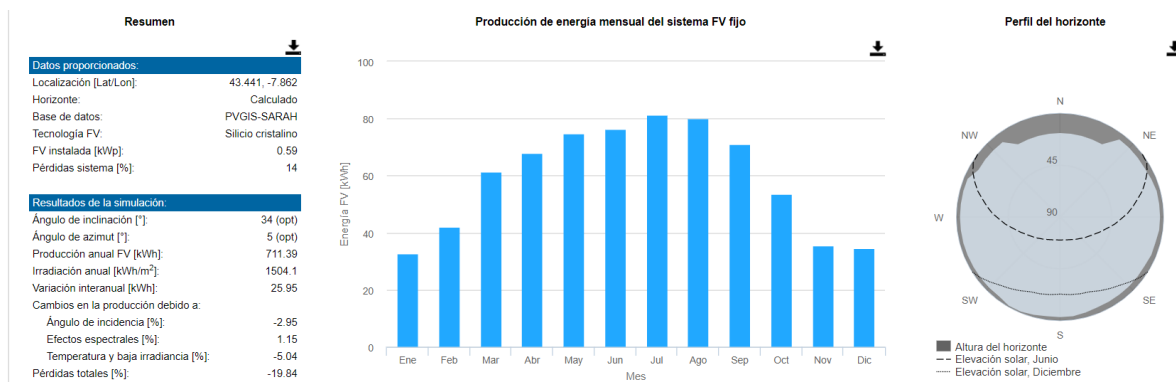


Figura 18: Irradiación de la central térmica de As Pontes

Como se ha comentado anteriormente, la central térmica As Pontes tiene 4 grupos de carbón, cuyo parque de carbones se encuentra cubierto por lo que su extensión es moderada, con previsión de cierre, estos se encuentran en un espacio principal, que se muestra en la primera figura y en un lugar muy próximo dispone de un espacio anexo donde se encuentra el ciclo combinado, que seguiría funcionando. Por lo

que la continuidad de este ciclo combinado no afectaría a la realización de nuestro proyecto. Su extensión total es de 806.689,12 m².



Figura 19: Extensión de la central térmica As Pontes



Figura 20: Extensión del anexo para ciclo combinado de la central térmica As Pontes

Central térmica de Teruel

La central térmica utilizaba como combustible lignito negro de Teruel. Es propiedad de Endesa y comenzó a funcionar en 1981, su actividad cesó en 2020 y tenía una potencia instalada de 1.101,4 MW.



Figura 21: Central térmica de Teruel

Los resultados del estudio con PVGIS son los siguientes:

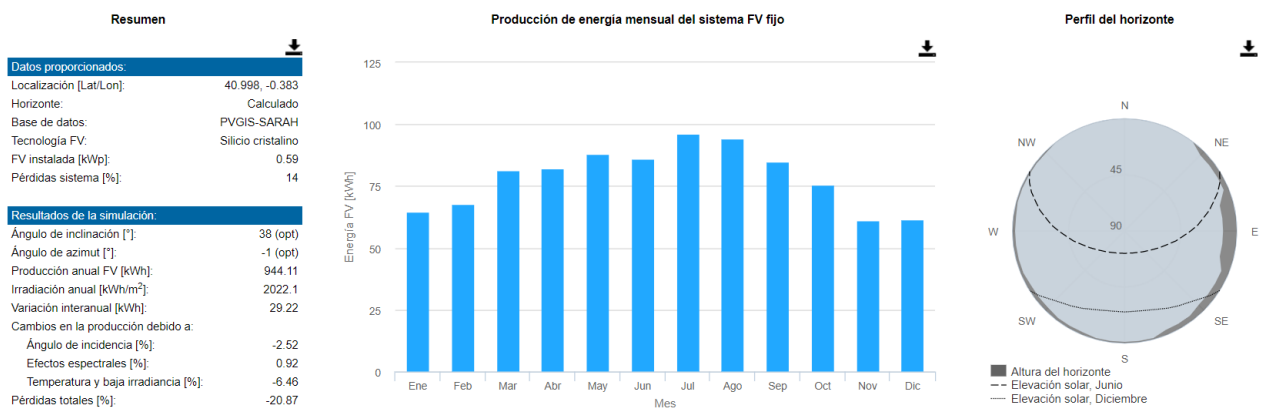


Figura 22: Irradiación de la central térmica de Teruel

La extensión de la central térmica de Andorra es de 2,61 km² y se puede ver en la siguiente figura:



Figura 23: Extensión de la central térmica de Teruel

Central térmica Litoral de Almería

La central térmica Litoral de Almería o también conocida como central térmica de Carboneras se encuentra en la localidad de Carboneras, Almería. Esta central consta de 2 ciclos carbón que proporcionaban una potencia de 1.159 MW. Su previsión de cierre es el mes de junio de 2021.



Figura 24: Central térmica Litoral de Almería

Los resultados del estudio con PVGIS son los siguientes:

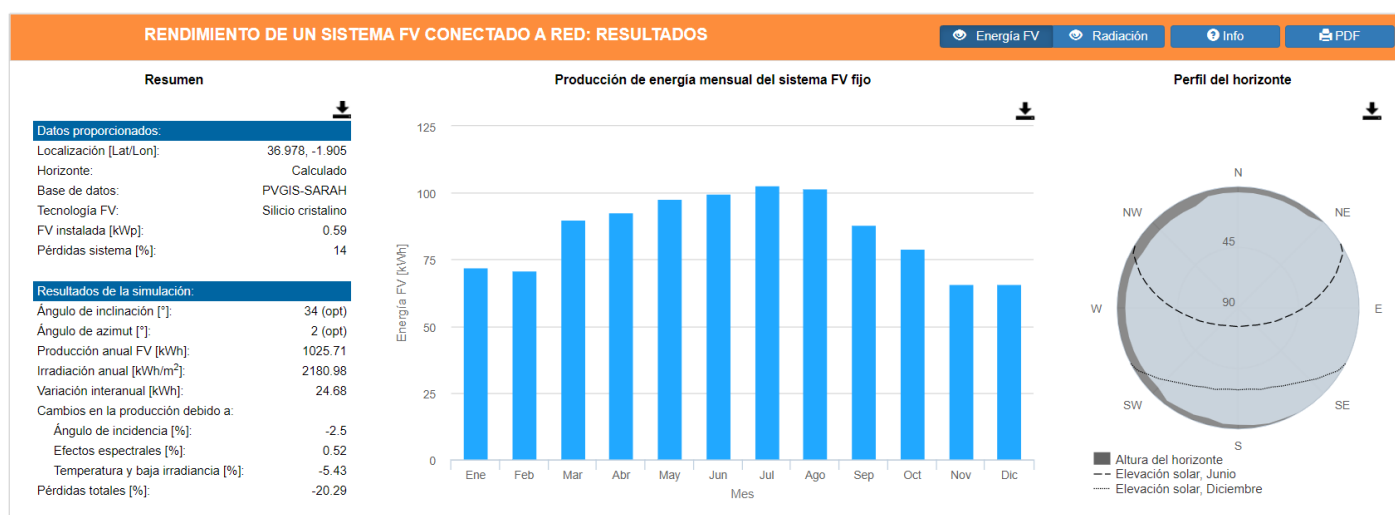


Figura 25: Irradiación de la central térmica Litoral del Almería

La extensión de la central térmica de Litoral de Almería es de 473.017,26 m² y se puede ver en la siguiente figura:

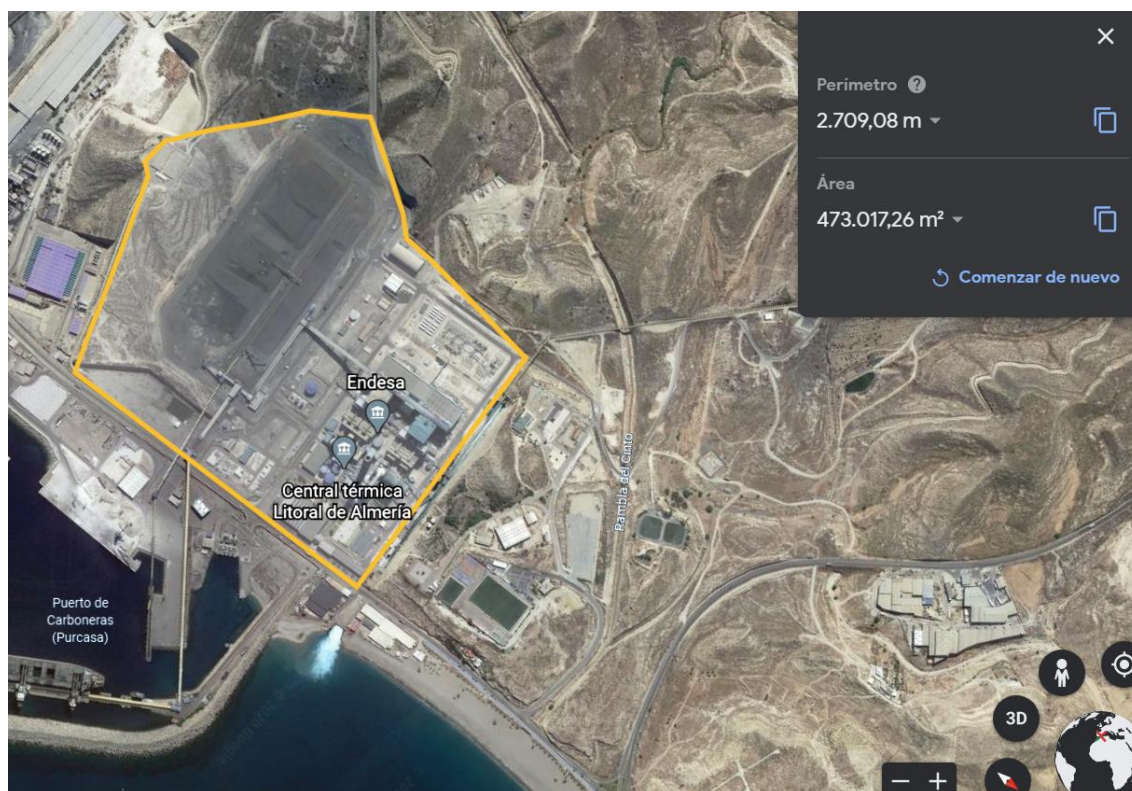


Figura 26: Extensión de la central térmica Litoral de Almería

Central térmica Soto de Ribera

La central térmica Soto de Ribera es una instalación termoeléctrica situada en el municipio de Ribera de Arriba, Asturias. Tiene instalado una potencia de 350 MW en ciclos convencionales de carbón y 866 MW en ciclo combinado. Se prevé el cierre del grupo 3 de carbón para 2022, por lo que quedarán activos 2 grupos. Lo que imposibilitaría la implantación de nuestro estudio en esta instalación.



Figura 27: Central térmica Soto de Ribera

Los resultados del estudio con PVGIS son los siguientes

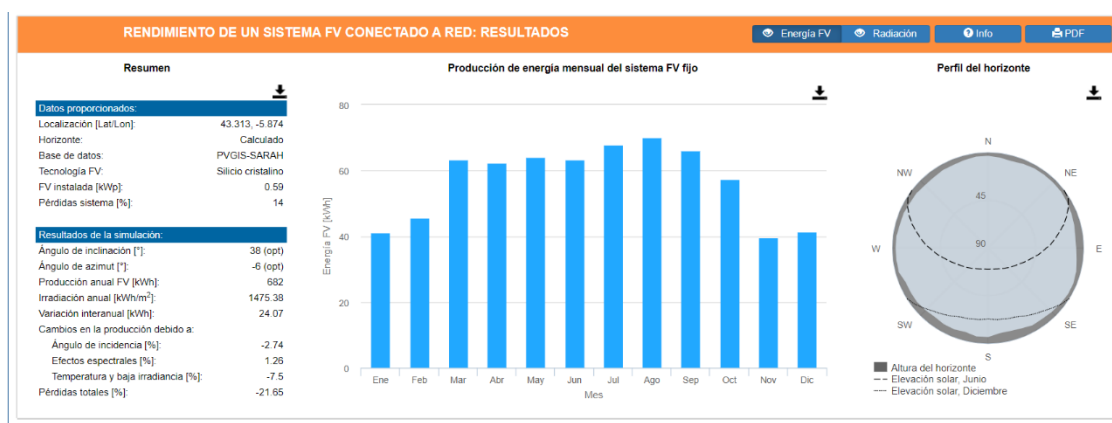


Figura 28: Irradiación de la central térmica Soto de Ribera

La central térmica de Soto de ribera es la que menos extensión posee con $138.295,9 \text{ m}^2$ y se puede ver en la siguiente figura:



Figura 29: Extensión de la central térmica Soto de Rivera

Una vez comentadas las localizaciones elegidas añadiremos los datos a una tabla para poder hacer una comparación más sencilla y justificar así la elegida finalmente. Podemos ver la tabla a continuación:

Tabla 27: Resumen datos sobre las localizaciones

Nombre	Localización	Potencia instalada (MW)	Extensión (m ²)	Irradiación anual (kWh/m ²)
Central térmica de As Pontes	La Coruña	2.268	806.689,12	1.504,1
Central térmica de Andorra	Teruel	1.101,4	2.610.000	2.022,1
Central térmica litoral de Almería	Almería	1.159	473.017,26	2.180,98
Central térmica de Soto de Ribera	Asturias	1.216	138.295,9	1.475,38

Una vez recopilados los datos del estudio podemos observar que la central con una extensión muy superior al resto es la central térmica de Andorra y a la zona que más irradiación solar anual llega es a la central térmica litoral de Almería, por lo que las otras dos centrales quedarían descartadas.

Fijándonos en la irradiación, la central de Andorra tiene un valor bastante similar a la de Almería, por el contrario, la extensión la central de Andorra es casi 5 veces superior a la de Almería, por lo que la central elegida para el estudio es la central térmica de Andorra.

Anexo II: Cálculo del dimensionamiento de la central de canal parabólico

Como se ha comentado en el apartado sobre el dimensionamiento de la central de canal parabólico, en este anexo se van a explicar de forma más detallada las características de los componentes elegidos y los cálculos realizados.

Para calcular la capacidad de la instalación hemos tenido en cuenta el informe comentado anteriormente del laboratorio NREL. Para obtener la relación entre dimensión y potencia instalada nos fijamos en la siguiente imagen:²⁸

Tabla 28: Relación extensión potencia instalada CCP

Technology	Direct Area		Total Area	
	Capacity-weighted average land use (acres/MWac)	Generation-weighted average land use (acres/GWh/yr)	Capacity-weighted average land use (acres/MWac)	Generation-weighted average land use (acres/GWh/yr)
Small PV (>1 MW, <20 MW)	5.9	3.1	8.3	4.1
Fixed	5.5	3.2	7.6	4.4
1-axis	6.3	2.9	8.7	3.8
2-axis flat panel	9.4	4.1	13	5.5
2-axis CPV	6.9	2.3	9.1	3.1
Large PV (>20 MW)	7.2	3.1	7.9	3.4
Fixed	5.8	2.8	7.5	3.7
1-axis	9.0	3.5	8.3	3.3
2-axis CPV	6.1	2.0	8.1	2.8
CSP	7.7	2.7	10	3.5
Parabolic trough	6.2	2.5	9.5	3.9
Tower	8.9	2.8	10	3.2
Dish Stirling	2.8	1.5	10	5.3
Linear Fresnel	2.0	1.7	4.7	4.0

De esta imagen obtenemos que la central de canal parabólico necesita, $9,5 \frac{\text{acres}}{\text{MW}_{AC}}$, como disponemos de $2,61 \text{ km}^2$.

$$2.610.000 \text{ m}^2 * \frac{1 \text{ acre}}{4.046,86 \text{ m}^2} \frac{\text{MW}_{ac}}{9,5 \text{ acres}} = 68 \text{ MW}$$

Teniendo en cuenta que el 15% se va en auxiliares, tendremos una central de canal parabólico con una potencia neta instalada de 58 MW.

El primer paso es elegir el colector para la instalación, en la siguiente tabla se puede ver una comparación de las características de los 3 colectores elegidos para el estudio, el LS-3, el SKAL-Eurotrough 150 y el Euro-Trough 100.

Tabla 29 Datos de los colectores

Características	LS-3	SKAL-Eurotrough 150	Eurotrough ET 100
Apertura (de la parábola)	5,76 m	5,76 m	5,77 m
Distancia focal	1,71 m	1,71 m	1,71
Diámetro interior tubo absorbedor	70 mm	70 mm	70 mm
Diámetro exterior tubo absorbedor	115 mm	115 mm	115 mm
Distancia entre apoyos (longitud SCE)	12 m	12 m	12 m
Numero de SCE por SCA	8	12	8
Superficie de espejos por módulo (SCA)	545 m ²	817,5 m ²	545 m ²
Reflectividad	0,935	0,935	0,94
Eficiencia óptica pico	0,7518	0,7518	0,7518

Como se comentó en el apartado del dimensionamiento de la central CCP el colector elegido es el SKAL-Eurotrough 150, la razón principal de la elección de este colector es por el área de apertura de su módulo, 817,5 m², valor muy superior a los otros colectores elegidos, una vez realizado este proceso se van a mostrar características más específicas del colector elegido.²⁹

Tabla 30: Características específicas del colector

Características	SKAL-Eurotrough 150
Apertura de la parábola	5,76 m
Distancia focal	1,71 m
Diámetro interior tubo absorbedor	70 mm
Diámetro exterior tubo absorbedor	115 mm
Longitud del colector	148,5 m
Número de módulos por unidad	12
Distancia entre apoyos (longitud SCE)	12 m
Superficie de espejos por módulo (SCA)	817,5 m ²
Número de cristales espejo	336
Número de tubos absorbedores	36
Reflectividad	0,935
Eficiencia óptima pico	0,75

Este colector ha sido diseñado tomando como referencia los colectores LS-2 y LS-3, se ha conseguido reducir el peso y disminuir las deformaciones provocadas por el peso muerto y las cargas de viento en comparación con los modelos de referencia. Esto ha provocado que se reduzca la torsión y flexión de la estructura durante la operación consiguiendo unos resultados mejores en cuanto al rendimiento óptico y la resistencia al viento. El peso de la estructura se ha reducido en un 14% en comparación con el modelo LS-3, factor importante para su elección. Los elementos principales que componen el colector son los siguientes.

- a) Plato final de sujeción
- b) Marcos de acero atornillados a la caja de torsión
- c) Soportes del tubo absorbedor
- d) Brazos en voladizo
- e) Fragmentos de espejo

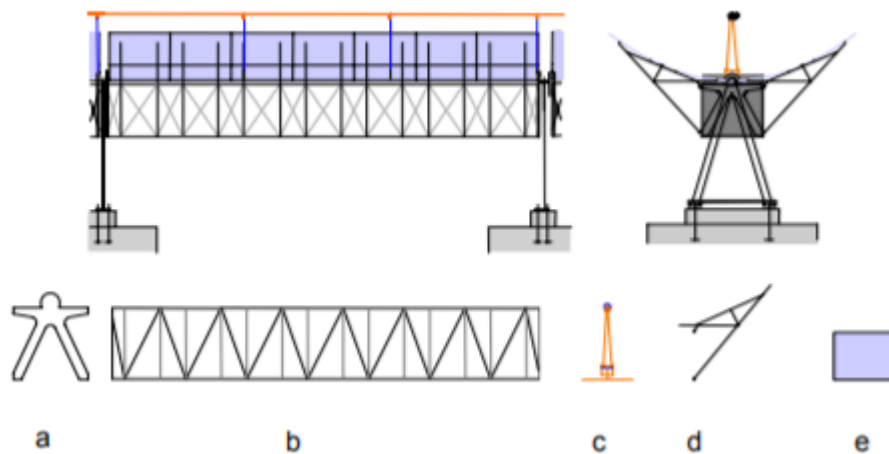


Figura 30: Elementos del colector Euro-Trough 150

El funcionamiento del colector es el mismo que se ha explicado en los apartados anteriores, en la siguiente imagen se muestra de manera gráfica la función del colector para facilitar su comprensión.

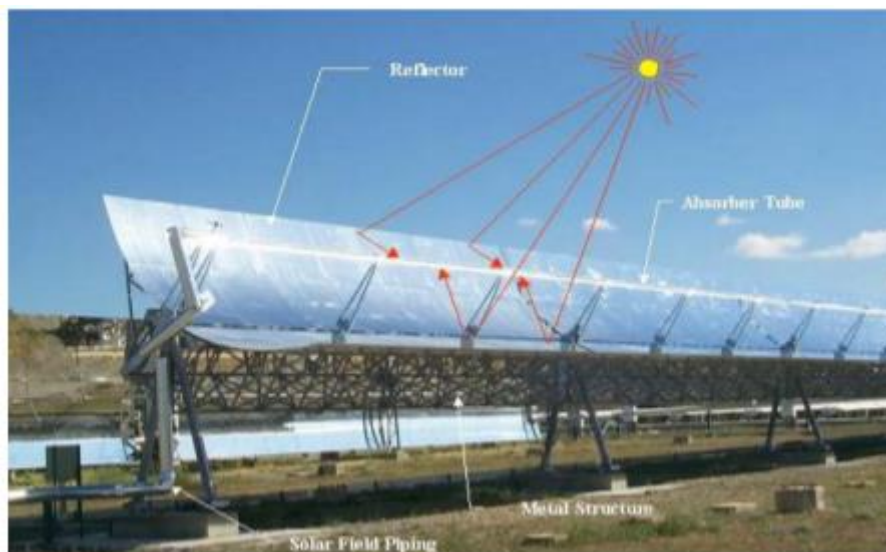


Figura 31: Funcionamiento del colector

A la hora de dimensionar el campo hemos supuesto una serie de pérdidas promedio, para obtener un cálculo de las pérdidas lo más preciso posible, este aspecto es muy complejo debido a que las pérdidas variarán con el ángulo de incidencia y la temperatura ambiente, por lo que a cada hora de cada día en los distintos meses serán distintas. En la siguiente imagen se puede ver un esquema de pérdidas en un colector CCP.

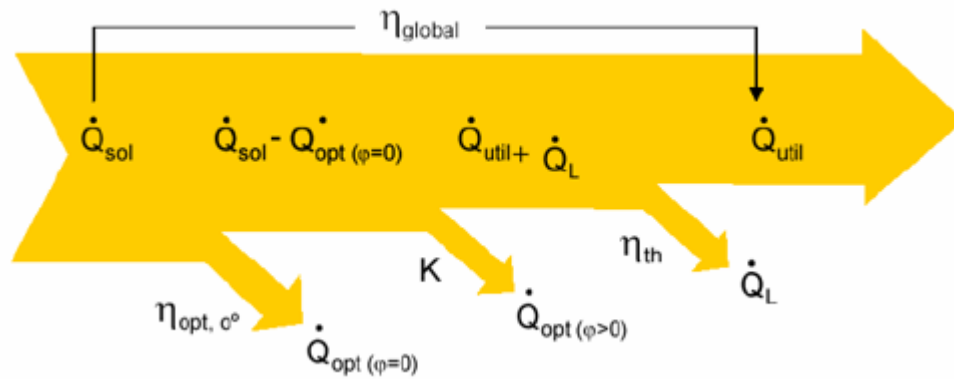


Figura 32: Pérdidas en la central termosolar

Las pérdidas más importantes que se producen en una central CCP son las siguientes:

- **Pérdidas ópticas**

Las pérdidas son debidas a los propios elementos del Colector. Las imperfecciones de estos provocan que solo una parte de la radiación solar directa que incide sobre la superficie llegue al fluido que circula por el interior del tubo colector. Los parámetros que afectan a las pérdidas ópticas son:

- **Reflectividad de la superficie del concentrador;** $\rho=90\%$, aunque van disminuyendo al aumentar la suciedad.
- **Factor de interceptación;** $\gamma=95\%$, se aplica debido a las imperfecciones de los espejos y los posibles errores de seguimiento solar que provocan que no todos los rayos reflejados intercepten al tubo absorbente.
- **Transmisividad de la cubierta de cristal;** $\tau=90-95\%$, una parte de la radiación solar reflejada por los espejos y que alcanza la cubierta no es capaz de atravesarlo.
- **Absortividad;** $\alpha=90-96\%$, cuantifica la cantidad de radiación incidente sobre la superficie se puede absorber.

El rendimiento óptico será el resultado de la multiplicación de estos 4 parámetros.

- **Pérdidas térmicas**

Estas pérdidas son debidas al tubo absorbedor y las tuberías de fluido térmico. Están asociadas a las pérdidas por conducción, convección y radiación de los elementos que forman el tubo absorbedor, el tubo metálico, la cubierta de cristal y la atmósfera.

$$Q_L = Q_{abs,radiación} + Q_{abs,conducción/convección}$$

$$= U_{L,abs} \cdot \pi \cdot D \cdot L \cdot (T_{abs} - T_{amb})$$

T_{abs} → Temperatura media del tubo absorbente metálico.

T_{amb} → Temperatura ambiente.

D → Diámetro exterior del tubo metálico absorbente.

L → Longitud del tubo metálico absorbente.

▪ Pérdidas geométricas

Provocadas por la disminución del área efectiva de captación solar de los colectores. Esto se divide en pérdidas debidas a la posición de los colectores entre sí y las pérdidas de cada colector.

S_e → El área perdida

L_r → El lado recto de la parábola

F → La distancia focal

θ → El ángulo de incidencia de la radiación solar directa

F_m → Distancia media entre la superficie de la parábola y el receptor

$$S_e = L_r \cdot L_e = L_r \cdot F_m \cdot \tan(\theta)$$

$$F_m = F + (F \cdot L_r^2 / 48 \cdot F^2)$$

El ángulo de incidencia afecta a los valores de la reflectividad, absorptividad y transmisividad.

El rendimiento depende del concentrador, receptor y potencia, los rendimientos más comunes de estos componentes están entre los siguientes rangos.

- Potencia son ciclos de vapor y su rendimiento está limitado a 25/40%
- Rendimiento del colector, 65/80%
- Rendimiento del sistema espejo, 85/95%

El rendimiento de un CCP se ve limitado por la calidad del absorbente, puede estar formados por un tubo o dos, el tubo interior es metálico y tiene un alta absorvidad, superior al 90% y baja emisividad, inferior al 30% lo que se traduce en un alto rendimiento térmico. El tubo exterior tiene como objetivo reducir las pérdidas térmicas por convección del tubo metálico. Si los tubos tienen un tratamiento para aumentar la transmisividad de la radiación solar provocara un aumento en el rendimiento óptico del colector.

Limitación de la temperatura que puede alcanzar el fluido, unos 390/400°C cuya misión será transformar la radiación solar directa en energía térmica, el fluido del campo solar será distinto al del bloque de potencia.

Estos suelen ser aceites sintéticos que tienen algún tipo de limitación. No queremos que los fluidos cambien de fase por lo que tendremos que aumentar la presión de las tuberías.

Entre todos los fluidos caloportadores, uno de los destacables sería el compuesto por un 26,5% en peso de óxido de difenilo y un 73,5% de bifenilo.

Una vez conocido esto y sabiendo los valores de los rendimientos elegidos para nuestra instalación calcularemos el rendimiento total:

Tabla 31: Rendimientos de la instalación

Rendimiento ciclo + Intercambiador de calor	0,4
Rendimiento óptimo del absorbedor	0,75
Rendimiento del campo solar	0,6
Rendimiento del alternador	0,99
Rendimiento de los espejos	0,99

$$\eta_{\text{total}} = \eta_{\text{ciclo+IdQ}} * \eta_{\text{opt},0^{\circ}} \text{ del absorbedor} * \eta_{\text{campo solar}} * \eta_{\text{alternador}} * \eta_{\text{espejos}}$$

$$\eta_{\text{total}} = 0,4 * 0,75 * 0,6 * 0,99 * 0,99 = 18 \%$$

Teniendo en cuenta lo comentado anteriormente sobre las pérdidas en la instalación, en la siguiente imagen se puede ver el comportamiento del colector elegido, en cuanto a pérdidas térmicas en relación con la radiación directa de la zona y la temperatura ambiente. Como era de esperar, el aumento de la radiación directa recibida y las temperaturas se producirá un aumento de las pérdidas en el colector.

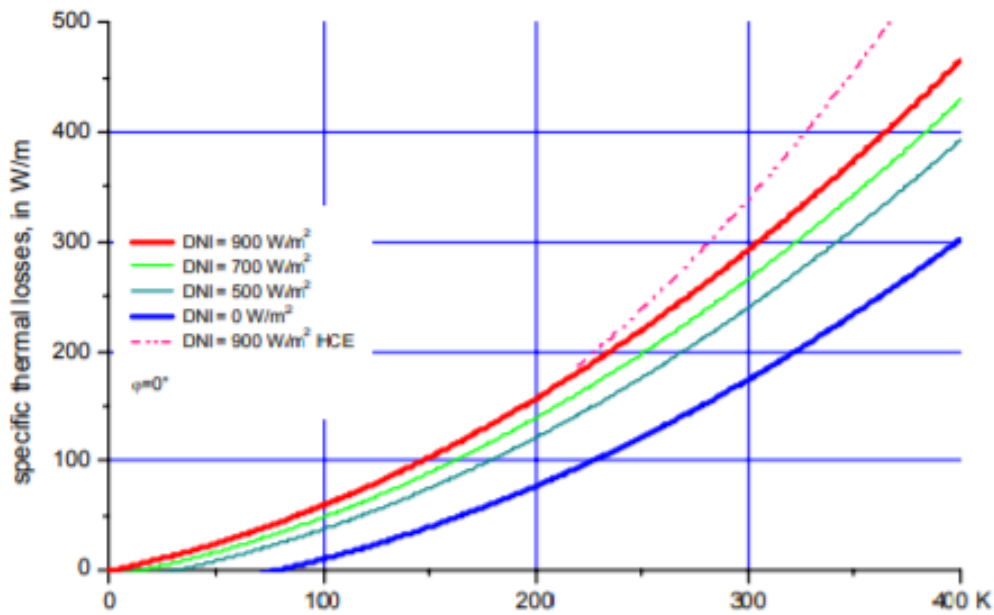


Figura 33: Pérdidas en el colector

El siguiente paso para seguir es el cálculo del área del campo solar y el número de lazos que la compondrán, para ello debemos elegir en primer lugar el valor del múltiplo solar, elegimos un valor de 1,75 que tenga la capacidad de almacenaje durante 7,5 horas. Del estudio de la profesora Arauzo obtenemos la relación entre extensión de terreno con área del campo solar, este valor es $8.874,46 \frac{m^2}{MW}$. Como nuestra central tiene una potencia neta instalada de 58 MW.

$$8.874,46 \frac{m^2}{MW} * 58 MW = 514.718,68 m^2$$

$514.718,68 m^2$, sería la extensión necesaria del campo solar, pero como hemos comentado anteriormente nuestra central dispone de un almacenamiento con capacidad para 7,5 horas con un múltiplo solar de valor 1,75.

$$A_{campo solar con MS} = A_{campo solar sin MS} * MS = 514.718,68 m^2 * 1,75 = 900.757,69 m^2$$

Una vez obtenido el valor del área del campo solar con el almacenamiento calcularemos el número de lazos dividiendo dicha área por el área de lazo. Como se ha comentado, en cada lazo habrá 4 colectores.

$$A_{lazo} = A_{apertura} * N_{colectores} = 817,5 m^2 * 4 \frac{colectores}{lazo} = 3.270 m^2$$

$$N_{lazos} = \frac{A_{campo solar con MS}}{A_{lazo}} = \frac{900.757,69 m^2}{3.270 m^2} = 275,46 = 276 lazos$$

Recalculamos el valor del área del campo solar con los datos obtenidos y el área total del campo solar con almacenamiento es la siguiente:

$$A_{\text{campo solar con MS}} = N_{\text{lazos}} * N_{\frac{\text{colectores}}{\text{lazo}}} * A_{\text{apertura}} = 276 \text{ lazos} * 4 \frac{\text{colectores}}{\text{lazo}} * 817,5 \text{ m}^2 = 902.520 \text{ m}^2$$

Una vez calculadas las dimensiones del campo solar debemos dimensionar los tanques de almacenamiento, antes de eso se va a mostrar en una gráfica los valores obtenido de un día al azar donde se muestra la potencia útil, debemos tener en cuenta que la capacidad de nuestra turbina es de 58 MW, la potencia que no se pueda turbinar en ese momento se usara para cargar los tanques de almacenamiento y en el caso de que la capacidad de estos tanques este completa se desorientaran los espejos y esa energía se perderá.

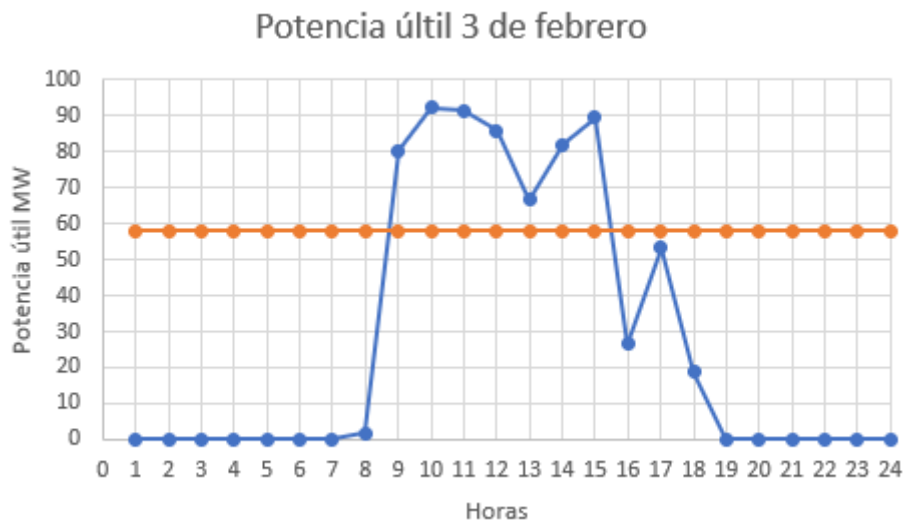


Figura 34: Potencia útil 3 de febrero de la CPP 58 MW

Toda la energía que supere la línea naranja ira destinada al tanque de almacenamiento hasta que esté completo. Se va a dimensionar el tanque de almacenamiento. Se estiman 7,5 horas de almacenamiento con una capacidad para 435 MW.

$$MWh_{\text{con IdQ}} = \text{horas de almacenamiento} * \frac{\text{Potencia de la turbina}}{\eta_{\text{ciclo+IdQ}}} = 7,5 \text{ horas} * \frac{58 \text{ MW}}{0,4} = 1.087,5 \text{ MW}$$

Sabiendo que la relación entre toneladas de sales fundidas en el tanque y MWh que pueden almacenar, $27,22 \frac{Tn}{MWh}$, calculamos la masa de sales necesarias.

$$M_{sales} = Relación \frac{Tn}{MWh} * MWh_{con IdQ} = 22,27 \frac{Tn}{MWh} * 1.087,5 MW = 29.601,75 Tn$$

Conociendo el valor de la densidad de las sales, $1.848,32 \frac{kg}{m^3}$, obtendremos el valor de las sales.

$$V_{sales} = \frac{M_{sales}}{Densidad_{sales}} = \frac{29.601,75 Tn * \frac{1.000kg}{1 Tn}}{1.848,32 \frac{kg}{m^3}} = 16.015,49 m^3$$

Estos tanques de almacenamiento tienen forma de cilindro, para terminar su dimensionamiento elegimos un diámetro de 42 m, valor normalizado, debido a que el diámetro de este tipo de tanques está limitado porque no pueden tener apoyos internos ya que las sales son corrosivas y calculamos su altura.

$$Altura_{tanque} = \frac{V_{sales}}{\pi * (\frac{Diametro_{tanque}}{2})^2} = 11,56 m$$

Una vez dimensionados los tanques de almacenamiento, se va a mostrar una gráfica sobre la potencia turbinada con los datos obtenidos el mismo día que en la gráfica anterior, pero esta vez teniendo en cuenta la energía almacenada.



Figura 35: Potencia útil 3 de febrero de la CCP 58 MW con almacenamiento

Como se puede observar gracias al almacenamiento se eliminan los picos donde baja la producción en las horas de sol y se alarga la producción en las horas en las que ya no hay sol.

Anexo III: Calculo del dimensionamiento del parque fotovoltaico

En este anexo se van a explicar de forma más detallada las características de los componentes elegidos y los cálculos realizados.

El primer paso es elegir el módulo fotovoltaico que vamos a usar en nuestra instalación. Tras un estudio del catálogo de la empresa Canadian Solar, el panel elegido es el HiKu7 y sus características son las siguientes:

Tabla 32: Características específicas del HiKu7

Potencia STC	590 W_{cc}
Longitud	2.172 mm
Anchura	1.303 mm
Espesor	35 mm
Eficiencia	21,2%
TONC	40 °C
STC V de trabajo	34,5 V
STC I de trabajo	17,11 A
STC V circuito abierto	40,9 V
STC I circuito abierto	18,37 A
Tipo de célula	Mono cristalina
Peso	31,4 kg
Cubierta frontal	3,2 mm cristal
Potencia NMOT	441 W_{cc}
NMOT V de trabajo	32,2 V
NMOT I de trabajo	13,7 A
NMOT V circuito abierto	38,6 V
NMOT I circuito abierto	14,82 A
Variación de la tensión con la temperatura (β)	$-0,26 \frac{\%}{^{\circ}C}$

Siendo STC, condiciones estándares de funcionamiento con una radiación de $1.000 \frac{W}{m^2}$ y NMOT condiciones nominales de funcionamiento con una radiación de $800 \frac{W}{m^2}$.

Para completar las características del módulo fotovoltaico elegido se muestra el comportamiento de la placa en una gráfica Intensidad-Tensión según la irradiación recibida y la temperatura de trabajo.

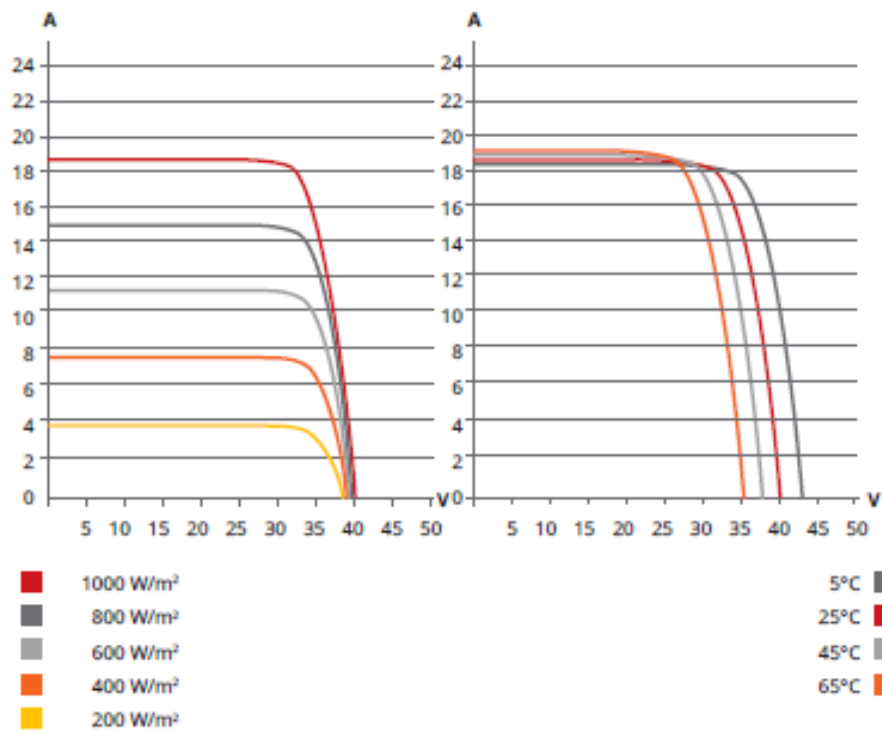


Figura 36: Comportamiento del módulo al cambio de radiación recibida y temperatura de trabajo

Para el cálculo de la capacidad de la instalación comenzaremos calculando la distancia entre placas para que no se produzca sombreado. Las hileras de placas deben colocarse a una distancia determinada para evitar sombras entre ellas, para el cálculo de esta distancia consideraremos el día más desfavorable, el 21 de diciembre al medio día.

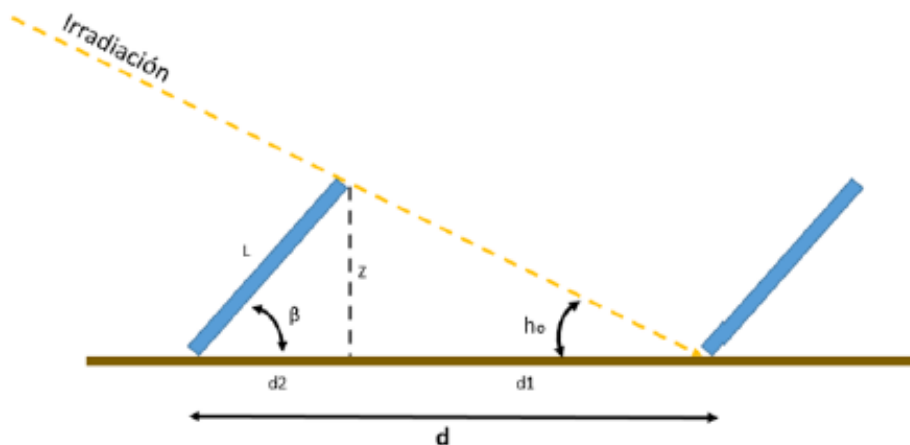


Figura 37: Colocación de la planta para evitar el sombreadamiento

Para este cálculo partiremos de los siguientes datos:

Tabla 33: Datos de inicio para el cálculo de la distancia para que no haya sombras

I	2,172 m
Inclinación (β)	36°
Latitud	40,99°

La distancia entre las filas de placas para que no se produzca sombreadamiento es la siguiente:

$$d = d_1 + d_2 = l * \frac{\text{sen}(\beta)}{\text{tg}(h_o)} + l * \frac{\text{sen}(\beta)}{\text{tg}(\beta)}$$

Para poder resolver esta fórmula necesitamos conocer el valor de la altura solar, h_o , se calcula de la siguiente manera:

$$h_o = \arcsen(\text{sen}(L) * \text{sen}(\delta) + \cos(L) * \cos(\delta) * \cos(w))$$

La L, es la latitud, que es dato. La w, es el ángulo horario, este ángulo contabiliza el movimiento del sol de este a oeste cada día. Para calcularlo debemos de tener en cuenta que la hora que nos interesa son las 12:00 y la formula a utilizar es la siguiente:

$$w = 15 * (\text{hora} - 12) + \frac{\text{min}}{4} + \frac{\text{seg}}{240} = 0$$

El valor de la declinación, es decir δ , se calcula de la siguiente manera:

$$\delta = 23,45 * \text{sen}\left(\frac{360}{365} * (dn + 284)\right)$$

Siendo dn el día del año, es decir $dn=1$ es el 1 de enero y $dn=365$ es el 31 de diciembre. El día que nos interesa es el 21 de diciembre el dn es 355. Conociendo este valor calculamos la declinación.

$$\delta = 23,45 * \operatorname{sen}\left(\frac{360}{365} * (355 + 284)\right) = -23,449^\circ$$

Conociendo el valor de la latitud, el ángulo horario y la declinación, calculamos el valor de la altura solar.

$$\begin{aligned} h_o &= \operatorname{arcsen}(\operatorname{sen}(40,99^\circ) * \operatorname{sen}(-23,449^\circ) + \cos(40,99^\circ) * \cos(-23,449^\circ) * \cos(0^\circ)) \\ &= 29,59^\circ \end{aligned}$$

Obtenido el valor de la altura solar ya podemos calcular la distancia necesaria para que las placas no se hagan sombra.

$$d = d_1 + d_2 = 1,303 * \frac{\operatorname{sen}(36^\circ)}{\operatorname{tg}(29,59^\circ)} + 1,303 * \frac{\operatorname{sen}(36^\circ)}{\operatorname{tg}(36^\circ)} = 2,4 \text{ m}$$

Tabla 34: Resumen de resultados del cálculo para el no sombreado

w (ángulo horario, °)	0
dn	355
δ (declinación, °)	-23,449
h_o (Altura solar, °)	29,59
d (m)	4

Una vez conocida la distancia de no sombreado, procedemos a calcular la potencia instalada. Para comenzar se ha realizado un dibujo de la planta en AutoCAD.

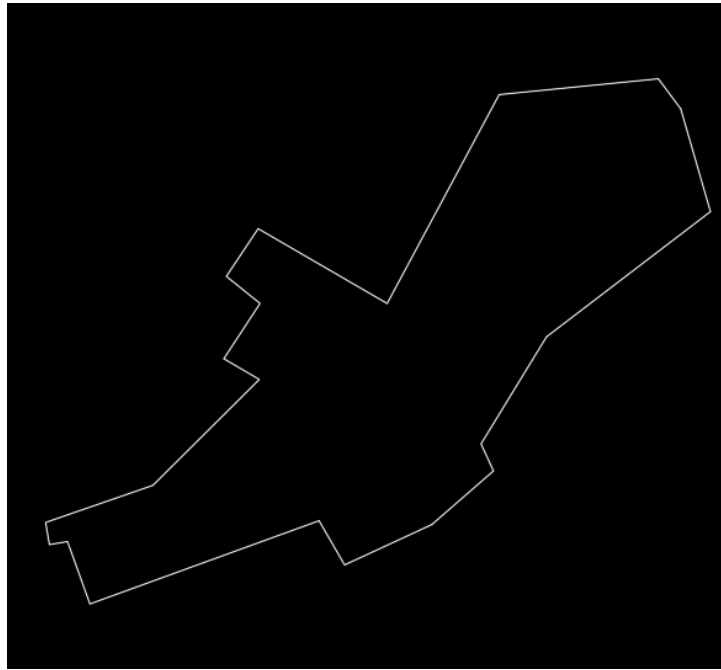


Figura 38: Dibujo de la planta

Una vez dibujada la planta se añadirán unas líneas, con una separación de 4 metros para el no sombreado simulando las filas de paneles fotovoltaicos con orientación Sur.

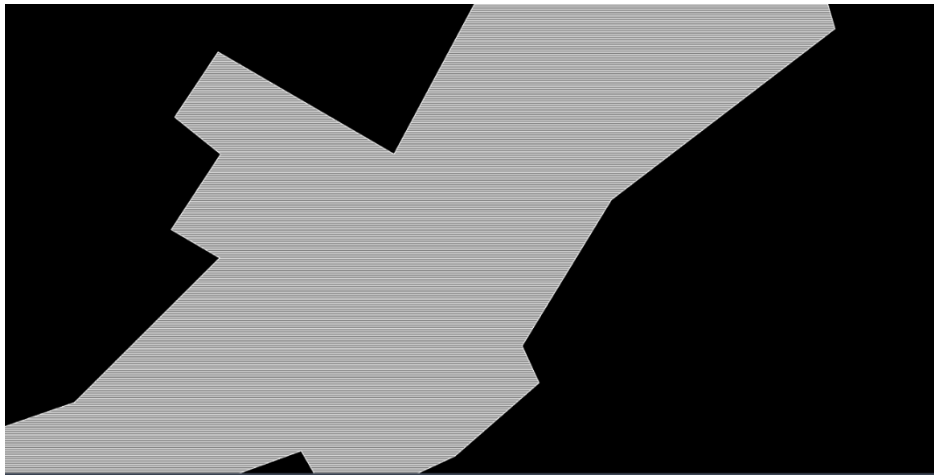


Figura 39: Dimensionamiento filas PV AutoCAD

Debido a la gran cantidad de líneas, no se aprecia bien, por lo que hacemos zoom en una zona para que se pueda ver mejor.

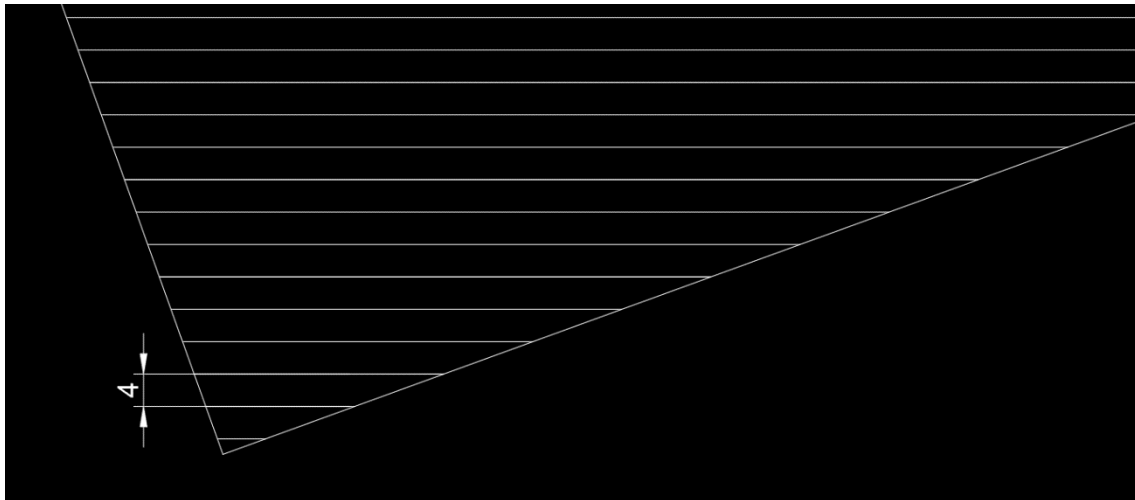


Figura 40: Zoom dimensionamiento PV AutoCAD

A la hora de añadir las líneas, hemos tenido en cuenta que el 20% de las extensión no será ocupado por placas solares, si no que estará ocupado por los inversores y diversas instalaciones, por lo que esa zona no dispondrá de estas líneas. Exportaremos las longitudes de las líneas restantes a un archivo Excel, donde calcularemos el número de paneles que habrá en cada línea. Como hemos comentado anteriormente, 1 placa estará compuesto por 6 módulos y un espacio correspondiente a 1,5 veces la anchura del módulo, por lo que cada placa requerirá de un espacio de 9,75 m. Se dividirá la longitud de cada fila y la dimensión de un panel para obtener el número de placas que habrá en cada fila. Sumaremos el número de placas de cada fila para saber el número de placas totales que compondrán la instalación y obtenemos que nuestra instalación tiene 53.334 placas, como en cada una había 6 módulos, tendremos 320.004, utilizaremos 320.000 para poder hacer una distribución homogénea de los módulos en los inversores.

Posteriormente calculamos la potencia pico instalada y la potencia en corriente alterna teniendo en cuenta que la relación que usaremos de CC/CA para el dimensionamiento es de 1,2.

$$320.000 \text{ módulos} * 590 \frac{W}{\text{módulo}} = 188,8 \text{ MW}_p$$

$$188,8 \text{ MW}_p * \frac{AC}{1,2 \text{ CC}} = 157,33 \text{ MW}_{ac}$$

Conocidos estos datos procedemos a hablar sobre las características del inversor elegido. El modelo es el CON40 de la empresa INGECON SUN y sus características son las siguientes:

Tabla 35: Características específicas del inversor

Capacidad de conversión	5.000 kVa
V de transformación	36 kV
fdp	1
Rendimiento	97%
Largo	13,452 m
Ancho	4,605 m
Alto	2,898 m
Sistema de refrigeración	Ventilación de aire natural
Máxima potencia consumida	12,75 kVa
Altitud de instalación	3.000 sobre el nivel del mar
Material de la estructura	Acero
Número de inversores que componen el contenedor	3



Figura 41: Inversor CON 40

Conocidas las características del inversor que tendrá nuestra instalación procederemos al estudio de las posibles conexiones de los módulos fotovoltaicos con los inversores con el fin de que los módulos cumplan los requerimiento de tensión e intensidad del inversor.³⁰

Hay 3 formas de realizar esta conexión y son las siguientes:

- Conexión en paralelo, se realiza uniendo por un lado todos los polos positivos de las placas y por el otro conectando los polos negativos, de esta manera conseguimos que se mantenga la tensión de las placas y se suma la intensidad.
- Conexión en serie, se conectarán las placas solares entre si directamente conectando el polo positivo de un panel con el negativo del siguiente, de esta manera conseguimos que se mantenga la intensidad y se suma el voltaje.
- Conexión mixta en serie y paralelo, permite aumentar tanto el voltaje como la intensidad.

Para realizar el estudio se ha elegido la conexión mixta, en general, para grandes sistemas fotovoltaicos, se usa una configuración maestro esclavo. Se usan varios inversores en 1, como se ha podido ver anteriormente en las características del CON 40, estaba compuesto por 3 inversores internos. Entre estos se repartirá la potencia total de los módulos fotovoltaicos conectados. Uno de los inversores trabajará como maestro y funcionará individualmente cuando haya baja radiación. Conforme la radiación vaya aumentando y el inversor maestro se acerque a su límite de potencia, uno de los esclavo será activado. Conforme la potencia de generación siga aumentando y llegue el punto que vaya a superar a la suma de la potencia límite de los dos inversores, se activará el tercero. La ventaja de este tipo de conexión es que cuando hay baja radiación solo trabaja 1 inversor por lo que se obtendrá una mayor eficiencia de trabajo.

Para calcular el número de placas que se conectan y de qué manera lo hacen debemos tener en cuenta los siguientes datos.

Tabla 36: Datos para el estudio de conexión entre los módulos fotovoltaicos y los inversores I

Módulo fotovoltaico	
V de circuito abierto STC	40,9 V
I de trabajo	17,11 A
Variación de la tensión con la temperatura (β)	$-0,26 \frac{\%}{^{\circ}C}$
NMOT V de trabajo	32,2 V
NMOT I de trabajo	13,7 A
Inversor CON 40	
Capacidad por convertir	5000 kVa
V de trabajo	36 kV
fdp	1

Para comenzar a trabajar debemos calcular la I de trabajo del inversor con la siguiente formula:

$$S = U * I$$

$$I = \frac{S}{U} = \frac{5.000 \text{ kVa}}{36 \text{ kW}} = 138,8 \text{ A}$$

Continuaremos calculando el número de paneles en serie máximos en una fila para el valor más desfavorable, es decir en invierno a $-10^{\circ}C$.

$$N_{serie \text{ máx}} = \frac{U_{máx \text{ inversor}}}{U_{ca (-10^{\circ}C)}}$$

Para resolver esta ecuación necesitamos conocer la tensión de circuito abierto del módulo a $-10^{\circ}C$.

$$U_{ca (-10^{\circ}C)} = \left(1 - 35 * \frac{\beta}{100}\right) * U_{ca (STC)} = \left(1 - 35 * \frac{-0,26 \frac{\%}{^{\circ}C}}{100}\right) * 40,9 \text{ V} = 44,62 \text{ V}$$

$$N_{serie \text{ máx}} = \frac{U_{máx \text{ inversor}}}{U_{ca (-10^{\circ}C)}} = \frac{36.000 \text{ V}}{44,62 \text{ V}} = 806,77 = 800$$

Elegimos poner 800 paneles en serie en cada string, continuaremos calculando el número de filas en serie que conectaremos a cada inversor.

$$N_{paralelo} \geq \frac{I_{inv}}{I_{string (NMOT)}} = \frac{138,8 \text{ A}}{13,7 \text{ A}} = 10,13 = 10$$

Conociendo que conectaremos 10 filas en paralelo a un inversor y 800 módulos en cada fila, comprobaremos si no superamos los límites de tensión y corriente del inversor.

$$\text{En serie: } V_{N\text{MOT}} * N_{\text{serie máx}} = 32,2 \text{ V} * 800 \text{ módulos} = 25.760 \text{ V} < 36.000 \text{ V}$$

$$\text{En paralelo: } I_{N\text{MOT}} * N_{\text{paralelo}} = 13,7 \text{ A} * 10 \text{ filas} = 137 \text{ A} < 138,8 \text{ A}$$

Por último, calcularemos el número de inversores necesarios en la instalación.

$$\frac{N_{\text{paneles}}}{N_{\frac{\text{modulo}}{\text{inversor}}}} = \frac{320.000}{8.000} = 40 \text{ inversores}$$

En conclusión, la instalación dispondrá de 40 inversores a los que se conectarán 10 filas en paralelo con 800 módulos en serie.

Por último, se va a comentar por qué se ha descartado la idea de disponer de un almacenamiento para la instalación. La energía producida por los módulos fotovoltaicos se debe almacenar en baterías, estas baterías tienen un precio muy elevado y provocaría un gran aumento de la inversión que conllevaría a una bajada de la rentabilidad.

Esto unido a que la producción de las instalaciones fotovoltaicas se concentra en las horas donde normalmente el precio de venta es más alto. Durante estos últimos años, donde la potencia instalada de energías renovables está creciendo mucho se está notando un factor denominado apuntamiento. El apuntamiento en el mercado de la electricidad es una media entre los ingresos que se obtendrían asumiendo un precio variable con los ingresos que se obtendrían si este precio fuera fijo. Teniendo en cuenta los datos de la siguiente imagen:

		Energía solar fotovoltaica - 2019					
		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Meses	Precio medio del mercado (€/MWh)	61,99	54,01	48,82	50,41	48,39	47,19
	Precio capturado (€/MWh)	64,64	54,69	49,29	51,64	48,74	47,05
	Apuntamiento	104,3%	101,3%	101,0%	102,4%	100,7%	99,7%
Trimestres	Precio medio del mercado (€/MWh)	54,97			48,66		
	Precio capturado (€/MWh)	55,01			48,93		
	Apuntamiento	100,1%			100,6%		
Semestre	Precio medio del mercado (€/MWh)	51,80					
	Precio capturado (€/MWh)	51,48					
	Apuntamiento	99,4%					

Figura 42: Precio de la energía solar fotovoltaica en 2019, fenómeno del apuntamiento

Como se puede observar en la imagen, el valor del apuntamiento es muy próximo al 100% en los meses de estudio, por lo que demuestra que la variación de ingresos entre vender cuando producimos o guardar para vender en momentos en los que el precio de esta energía será superior es prácticamente nulo y teniendo en cuenta el gran desembolso que deberíamos llevar a cabo para poder almacenarla ha provocado que se desestime la opción de instalar almacenamiento.

Apuntamiento del precio capturado por la solar y la eólica

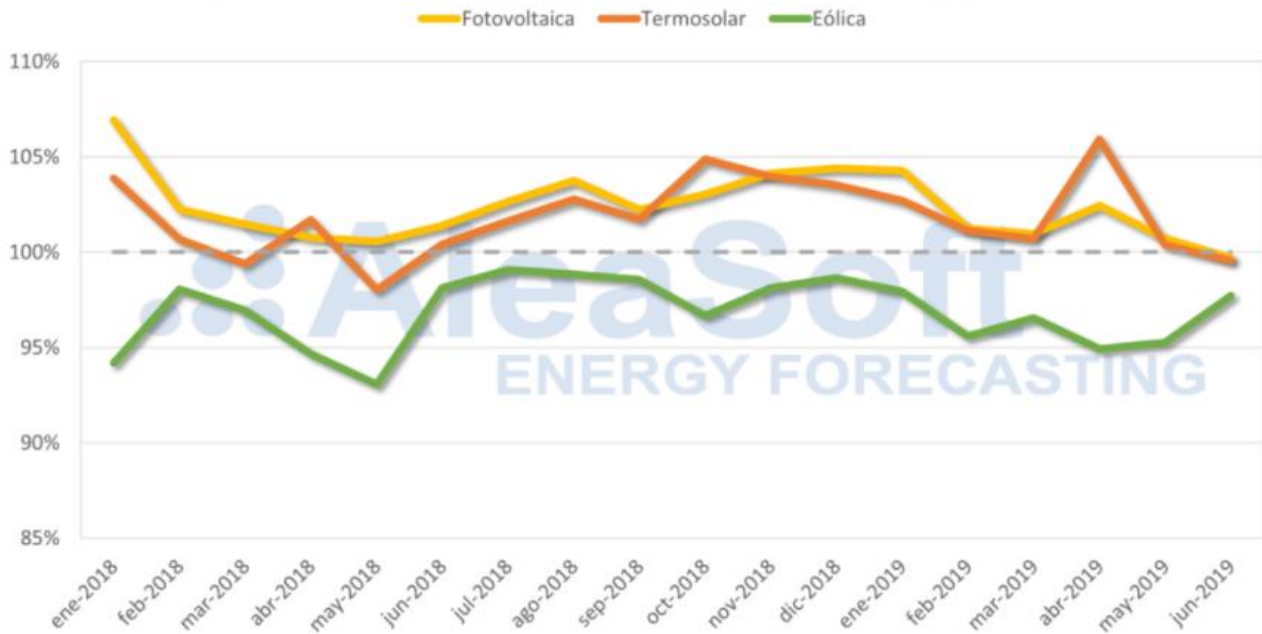


Figura 43: Apuntamiento de la energía solar y eólica en 2019

Anexo IV: Calculo del dimensionamiento de la hibridación: central CCP y parque PV

En este apartado se van a detallar los cálculos del dimensionamiento de la central de canal parabólico de 50 MW_{AC} y del parque fotovoltaico de 33,04 MW_p que componen la hibridación.

Cálculo dimensionamiento CCP 50 MW

El primer paso para dimensionar la instalación es fijar la potencia neta de la central de canal parabólico. La potencia neta elegida es de 50 MW, por lo que teniendo en cuenta que el 15% de la energía bruta es consumida por los auxiliares, la potencia bruta es de 59 MW. Siguiendo la relación entre dimensionamiento y potencia instalada del laboratorio NREL calculamos la extensión necesaria.

$$59 \text{ MW} * 9,5 \frac{\text{acres}}{\text{MW}} * 4.046,6 \frac{\text{m}^2}{\text{acre}} = 2.268.119,3 \text{ m}^2$$

Como se ha comentado los elementos que se van a usar para la hibridación son los mismos que se han usado para el primer y el segundo estudio, por lo que no es necesario volver a poner sus características debido a que se encuentran en los anexos anteriores. Comentado esto, debemos detallar el cálculo del dimensionamiento del campo solar y de los tanques de almacenamiento. Comenzaremos con el campo solar.

Como se comentó en el Anexo II, la relación entre extensión de terreno con área del campo solar es $8.874,46 \frac{\text{m}^2}{\text{MW}}$.

$$\frac{84.474,46 \text{ m}^2}{\text{MW}} * 50 \text{ MW} = 443.723 \text{ m}^2$$

443.723 m^2 sería la extensión necesaria del campo solar, pero debemos tener en cuenta que la central dispone de almacenamiento con una capacidad para 10 horas y un múltiplo solar de 2.

$$A_{\text{campo solar con MS}} = A_{\text{campo solar sin MS}} * MS = 443.723 \text{ m}^2 * 2 = 887.446 \text{ m}^2$$

Una vez obtenido el valor del área del campo solar con el almacenamiento calcularemos el número de lazos dividiendo dicha área por el área de lazo. Como se ha comentado, en cada lazo habrá 4 colectores.

$$A_{\text{lazo}} = A_{\text{apertura}} * N_{\text{colectores}} = 817,5 \text{ m}^2 * 4 \frac{\text{colectores}}{\text{lazo}} = 3.270 \text{ m}^2$$

$$N_{lazos} = \frac{A_{campo\ solar\ con\ MS}}{A_{lazo}} = \frac{887.446\ m^2}{3.270\ m^2} = 271,34 = 272\ lazos$$

Recalculamos el valor del área del campo solar con los datos obtenidos y el área total del campo solar con almacenamiento es la siguiente:

$$A_{campo\ solar\ con\ MS} = N_{lazos} * N_{\frac{colectores}{lazo}} * A_{apertura} = 272\ lazos * 4\ \frac{colectores}{lazo} * 817,5\ m^2 = 889.440\ m^2$$

Calculadas las dimensiones del campo solar, continuaremos calculando las dimensiones de los tanques de almacenamiento. Estos tanques de almacenamiento de sales fundidas se van a dimensionar con 10 horas de almacenamiento, por lo que deberán tener capacidad para 500 MW.

$$MWh_{con\ IdQ} = horas\ de\ almacenamiento * \frac{Potencia\ de\ la\ turbina}{\eta_{ciclo+IdQ}} = 10\ horas * \frac{50MW}{0,4} = 1.250\ MW$$

Sabiendo que la relación entre toneladas de sales fundidas en el tanque y MWh que pueden almacenar, $27,22\ \frac{Tn}{MWh}$, calculamos la masa de sales necesarias.

$$M_{sales} = Relación\ \frac{Tn}{MWh} * MWh_{con\ IdQ} = 27,27\ \frac{Tn}{MWh} * 1250\ MW = 34.025\ Tn$$

Conociendo el valor de la densidad de las sales, $1.848,32\ \frac{kg}{m^3}$, obtendremos el valor de las sales.

$$V_{sales} = \frac{M_{sales}}{Densidad_{sales}} = \frac{34.025\ Tn * \frac{1.000kg}{1\ Tn}}{1.848,32\ \frac{kg}{m^3}} = 18.408,61\ m^3$$

Estos tanques de almacenamiento tienen forma de cilindro, para terminar su dimensionamiento suponemos un diámetro de 42 m y calculamos su altura.

$$Altura_{tanque} = \frac{V_{sales}}{\pi * \left(\frac{Diametro_{tanque}}{2}\right)^2} = 13,28 \text{ m}$$

Una vez dimensionado la central de canal parabólico de 50 MW, procedemos a dimensionar el campo fotovoltaico que la acompañara en la hibridación.

Cálculo del dimensionamiento del parque PV de 33,04 MWp

El primer paso para dimensionar el parque fotovoltaico es calcular la extensión disponible una vez dimensionada la central de canal parabólico. El dimensionamiento se queda con el área que vemos en la siguiente imagen:



Figura 44: Extensión de la zona de CCP en la hibridación

El resto de la extensión se usará para fotovoltaica.

$$Extensión\ total - Extensión\ CCP\ 50\ MW = 2.610.000\ m^2 - 2.268.265,03\ m^2 = 341.735\ m^2$$

Conociendo la distancia de no sombreadamiento, procedemos a calcular la potencia instalada. Para comenzar se ha realizado un dibujo de la extensión de la zona de fotovoltaica en AutoCAD y a añadir las respectivas líneas representando las filas de placas solares.



Figura 45: Extensión de la zona de PV en la hibridación

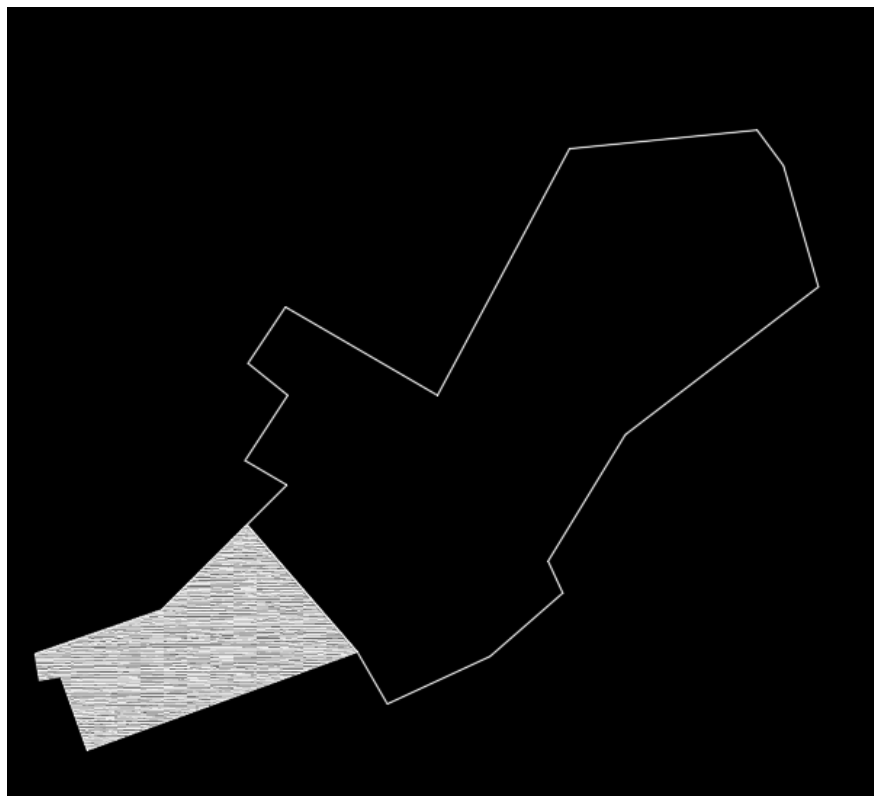


Figura 46: Dimensionamiento filas PV de la hibridación AutoCAD

Exportaremos las longitudes de las líneas restantes a un Excel, donde calcularemos el número de paneles que habrá en cada línea.

Como se ha comentado anteriormente, 1 placa estará compuesto por 6 módulos y un espacio correspondiente a 1,5 veces la anchura del módulo. Se dividirá la longitud de cada fila y la dimensión de un panel para obtener el número de placas que habrá en cada fila. Sumaremos el número de placas de cada fila para saber el número de placas que compondrán la instalación y obtenemos que nuestra instalación tiene 9.334 placas, como en cada una había 6 módulos, tendremos 56.004, utilizaremos 56.000 para poder hacer una distribución homogénea de los módulos en los inversores.

Posteriormente calculamos la potencia pico instalada y la potencia en corriente alterna teniendo en cuenta que la relación que usaremos de CC/CA para el dimensionamiento es de 1,2.

$$56.000 \text{ módulos} * 590 \frac{W}{\text{módulo}} = 33,04 \text{ MW}_p$$

$$33,04 \text{ MW}_p * \frac{AC}{1,2 \text{ CC}} = 27,53 \text{ MW}_{ac}$$

Conocidos estos datos procedemos a dimensionar el inversor. Debido a que los elementos son los mismos, los resultados de las ecuaciones no varían, por lo que en cada inversor se conectarán 10 filas en paralelo compuestas por 800 módulos en serie.

Para terminar, calcularemos el número de inversores necesarios en la instalación.

$$\frac{N_{\text{paneles}}}{N_{\frac{\text{modulo}}{\text{inversor}}}} = \frac{56.000}{8.000} = 7 \text{ inversores}$$

Anexo V: Cálculo de la producción

Como se ha comentado en el apartado correspondiente, en este anexo se va a incidir en la explicación de los pasos para obtener los resultados de la producción energética.

Comenzaremos explicando el procedimiento para calcular la producción anual de energía en las instalaciones con placas fotovoltaicas. El primer paso es obtener los valores de irradiación y temperatura, por lo que introducimos al PVGIS la localización donde vamos a colocar nuestra instalación, que esta estará montada sobre eje fijo con un azimut de 0° y una inclinación óptima de 36°. Con estos datos el programa nos proporciona un Excel con los valores que necesitábamos. En este Excel comenzamos a realizar los cálculos pertinentes, para ello en la siguiente tabla se muestran unos datos sobre los paneles que se van a instalar necesarios para realizar las cuentas.

Tabla 37: Datos para el cálculo de la producción energética de las instalaciones PV

G STC ($\frac{W}{m^2}$)	1.000
TONC (°C)	42
Gamma (γ)	0,0044
Potencia pico de un módulo (W)	590
Número de módulos instalación de 188,8 MW _p	320.000
Número de módulos instalación de 33,04 MW _p	56.000

Calculamos la radiación total que llega a la localización propuesta sumando sus componentes, directa, difusa y reflejada.

$$G_{total} = G_b + G_d + G_r$$

Continuamos calculando la temperatura de la celda cada hora durante todo el año con la siguiente formula:

$$T_c = T_{amb} + \frac{TONC - 20}{800} * G$$

Una vez calculada la temperatura de la celda, calcularemos la potencia que producirá el campo fotovoltaico durante cada hora en el año de estudio, para ello usaremos la siguiente formula:

$$P_m = P_{pico\ instalada} * \frac{G}{G_{STC}} * [1 - \gamma(T_c - 25)]$$

Con esto tendríamos la potencia que produce el campo solar en 1 hora, queremos saber la energía por lo que deberíamos multiplicar la potencia obtenida por el tiempo, como en cada caso este tiempo es de 1 hora los valores de energía son los mismos que los de potencia, sumando los valores de energía producida durante cada hora del año obtendremos la energía en corriente continua que produce nuestra instalación fotovoltaica, aplicando la relación corriente continua-corriente alterna de 1,2 comentada anteriormente para el dimensionamiento de los inversores obtenemos la producción de energía anual en corriente alterna.

Una vez explicado el cálculo de la producción energética anual de las instalaciones fotovoltaicas, se va a calcular el la producción de energía anual de las centrales de canal parabólico. Para ello acudiremos al PVGIS de nuevo, le indicaremos la localización, y el tipo de montaje, en este caso inclinado 0°C, orientado en dirección Norte-Sur para tener un seguimiento Este-Oeste. Con estos datos obtendremos un archivo Excel con la irradiación. Primero debemos conocer los siguientes datos para poder realizar los cálculos.

Tabla 38: Datos para el cálculo de la producción energética de las CCP

Rendimiento de la instalación	0.138
<i>CCP 58 MW</i>	
<i>Area_{campo solar} (m²)</i>	902.520
Horas de almacenamiento	7,5
Capacidad de almacenamiento MW	435
<i>CCP 50 MW</i>	
<i>Area_{campo solar} (m²)</i>	889.440
Horas de almacenamiento	10
Capacidad de almacenamiento MW	500

Para calcular la potencia útil que dispone nuestra instalación CCP se usara en cada hora durante un año la siguiente formula:

$$P_{\text{útil}}(MW) = G_{\text{total}}\left(\frac{MW}{m^2}\right) * Area_{\text{campo solar}}(m^2) * \eta_{\text{instalación}}$$

De esta potencia útil se turbinará el máximo posible, dependiendo de la capacidad de la turbina de cada instalación. Cuando el valor horario supere la capacidad de la turbina, la energía excedente comenzara a almacenarse para turbinarse en momentos del día donde la turbina no trabaje a su máxima capacidad. En el momento en el que la turbina este trabajando a su máxima capacidad y los tanques de almacenamiento estén completos, se desorientaran los espejos y esa energía se perderá.

Anexo VI: Cálculo de los índices de rentabilidad

En este anexo se van a explicar los cálculos de los indicadores de rentabilidad usados y se mostrara un desglose de los cálculos de cada una de las instalaciones del estudio.

Cálculo del VAN

Para calcular el VAN, es necesario calcular los flujos de caja para cada periodo, para obtenerlos, se restarán los ingresos y los gastos de cada año. Una vez calculados los flujos de caja (Q) y conociendo la tasa de interés (i), se aplica la formula del VAN, donde estos flujos se actualizarán al año 0 y nos dará el valor actual de nuestra inversión. La fórmula es la siguiente:

$$VAN = -I_0 + \frac{\sum Q_j}{(1+i)^j}$$

Cálculo del TIR

Para calcular el TIR, debemos calcular la tasa de interés que hace que el VAN sea 0. La fórmula usada es la siguiente:

$$VAN = 0 = -I_0 + \frac{\sum Q_j}{(1+TIR)^j}$$

Cálculo del Pay back

Para el cálculo del Pay back, calcularemos el saldo actualizado acumulado. El saldo actualizado acumulado (SAA) es el resultado de la suma de los flujos de caja actualizados en cada periodo transcurrido, sirve para tener el conocimiento de cómo va evolucionando el valor de tu proyecto en cada año de vida, el valor del saldo actualizado acumulado del último año de estudio debe coincidir con el VAN del proyecto. La fórmula para calcular el Pay back a partir del saldo actualizado acumulado en la siguiente:

$$Pay\ back = \frac{N^{\circ} \text{ del último periodo con SSA negativo} - \text{Valor del SSA de ese periodo}}{\text{Flujo de caja del siguiente periodo}}$$

Cálculo del coste anualizado

Para calcular el coste anualizado debemos conocer el número de años en los que se va a estudiar la inversión (n), la inversión inicial (I_0), la energía producida anualmente (E) y el coste anual de mantenimiento (C). Con estos datos se calcula el coste anualizado con la siguiente formula:

$$LCOE = \frac{C}{E} + \frac{I_0}{n * E}$$

Una vez explicado cómo se calcula cada índice del estudio de rentabilidad se van a mostrar unas tablas donde se desglosarán los resultados obtenidos en cada instalación estudiada.

Desglose de los costes actualizados

En las siguientes tablas se muestra el cálculo de los costes actualizados de cada una de las instalaciones del estudio.

Tabla 39: LCOE FV 188,8 MW_p

Fotovoltaica 188,8 MW _p	
Costes (€)	522.481,0316
Energía anual (kWh)	343.430.152,3
Inversión inicial (€)	216.493.747,45
Nº años (n)	35
Coste anualizado (€/kWh)	0,019532405

Tabla 40: LCOE CCP 58 MW

CCP 58 MW	
Costes (€)	1.959.646,132
Energía anual (kWh)	337.940.901,5
Inversión inicial (€)	195.964.613,21
Nº años (n)	35
Coste anualizado (€/kWh)	0,022366736

Tabla 41: LCOE de la hibridación (CCP + PV)

CCP 50 MW	
Costes total (€)	2.002.897,48
Energía anual total (kWh)	312.827.798
Inversión inicial total (€)	200.289.748,04
PV 33,04 MW _p	
Costes total (€)	116.565,12
Energía anual total (kWh)	60.100.276,65
Inversión inicial total (€)	37.886.405,80
CCP 50 MW + PV 33,04 MW _p	
Costes total (€)	2.119.462,6
Energía anual total (kWh)	37.292.8074,7
Inversión inicial total (€)	238.176.153,85
Nº años (n)	35
Coste anualizado (€/kWh)	0,0239308761

Desglose del VAN, TIR y PB

En las siguientes tablas se muestra el cálculo del VAN, TIR y PB de cada una de las instalaciones del estudio.

Tabla 42: VAN, TIR y PB del parque fotovoltaico

Fotovoltaica 188,8 MWp										
Año	Periodo (j)	Inversión	Gastos	Ingresos	Aj	Aj/(1+i)^j	Saldo actualizado acumulado	VAN=Aj/(1+i)^j-I	TIR	Payback
2014	-	216.493.747,45	-	-	- 216.493.747,45	- 216.493.747,45	- 216.493.747,45	110.747.779,60	0,05	18,72
2015	1,00	-	522.481,03	16.480.544,66	15.958.063,63	15.691.311,34	- 200.802.436,11			
2016	2,00	-	522.481,03	12.985.764,35	12.463.283,32	12.050.097,53	- 188.752.338,58			
2017	3,00	-	522.481,03	17.119.833,74	16.597.352,71	15.778.872,42	- 172.973.466,17			
2018	4,00	-	522.481,03	18.781.985,35	18.259.504,32	17.068.885,78	- 155.904.580,39			
2019	5,00	-	522.481,03	15.641.272,84	15.118.791,81	13.896.720,48	- 142.007.859,91			
2020	6,00	-	522.481,03	11.133.465,22	10.610.984,19	9.590.250,47	- 132.417.609,43			
2021	7,00	-	522.481,03	16.496.936,69	15.974.455,66	14.196.438,25	- 118.221.171,18			
2022	8,00	-	522.481,03	15.801.914,72	15.279.433,68	13.351.794,35	- 104.869.376,84			
2023	9,00	-	522.481,03	14.211.888,03	13.689.407,00	11.762.403,12	- 93.106.973,72			
2024	10,00	-	522.481,03	13.884.047,47	13.361.566,44	11.288.801,75	- 81.818.171,96			
2025	11,00	-	522.481,03	13.261.150,42	12.738.669,39	10.582.629,32	- 71.235.542,65			
2026	12,00	-	522.481,03	13.064.446,09	12.541.965,06	10.245.051,63	- 60.990.491,02			
2027	13,00	-	522.481,03	13.015.270,00	12.492.788,97	10.034.298,49	- 50.956.192,52			
2028	14,00	-	522.481,03	12.834.957,70	12.312.476,67	9.724.159,63	- 41.232.032,89			
2029	15,00	-	522.481,03	12.619.861,51	12.097.380,48	9.394.573,02	- 31.837.459,87			
2030	16,00	-	522.481,03	12.350.737,20	11.828.256,17	9.032.032,15	- 22.805.427,72			
2031	17,00	-	522.481,03	12.081.612,89	11.559.131,86	8.678.986,61	- 14.126.441,11			
2032	18,00	-	522.481,03	11.812.488,58	11.290.007,55	8.335.220,24	- 5.791.220,87			
2033	19,00	-	522.481,03	11.543.364,27	11.020.883,24	8.000.521,48	- 2.209.300,61			
2034	20,00	-	522.481,03	11.274.239,96	10.751.758,93	7.674.683,24	- 9.883.983,85			
2035	21,00	-	522.481,03	11.274.239,96	10.751.758,93	7.546.394,53	- 17.430.378,38			
2036	22,00	-	522.481,03	11.274.239,96	10.751.758,93	7.420.250,28	- 24.850.628,66			
2037	23,00	-	522.481,03	11.274.239,96	10.751.758,93	7.296.214,63	- 32.146.843,28			
2038	24,00	-	522.481,03	11.274.239,96	10.751.758,93	7.174.252,34	- 39.321.095,62			
2039	25,00	-	522.481,03	11.274.239,96	10.751.758,93	7.054.328,75	- 46.375.424,37			
2040	26,00	-	522.481,03	11.274.239,96	10.751.758,93	6.936.409,78	- 53.311.834,16			
2041	27,00	-	522.481,03	11.274.239,96	10.751.758,93	6.820.461,93	- 60.132.296,09			
2042	28,00	-	522.481,03	11.274.239,96	10.751.758,93	6.706.452,24	- 66.838.748,33			
2043	29,00	-	522.481,03	11.274.239,96	10.751.758,93	6.594.348,32	- 73.433.096,65			
2044	30,00	-	522.481,03	11.274.239,96	10.751.758,93	6.484.118,31	- 79.917.214,96			
2045	31,00	-	522.481,03	11.274.239,96	10.751.758,93	6.375.730,89	- 86.292.945,85			
2046	32,00	-	522.481,03	11.274.239,96	10.751.758,93	6.269.155,25	- 92.562.101,09			
2047	33,00	-	522.481,03	11.274.239,96	10.751.758,93	6.164.361,11	- 98.726.462,20			
2048	34,00	-	522.481,03	11.274.239,96	10.751.758,93	6.061.318,69	- 104.787.780,89			
2049	35,00	-	522.481,03	11.274.239,96	10.751.758,93	5.959.998,71	- 110.747.779,60			

Tabla 43: VAN, TIR y PB de la central de canal parabólico

CCP 58 MW										
Año	Periodo (j)	Inversión	Gastos	Ingresos	Aj	Aj/(1+i)^j	Saldo actualizado acumulado	VAN=Aj/(1+i)^j-l	TIR	Payback
2014	-	195.964.613,21	-	-	-195.964.613,21	-195.964.613,21	-195.964.613,21	88.630.963,65	0,05	19,15
2015	1,00	-	1.959.646,13	16.240.339,40	14.280.693,27	14.041.979,62	-181.922.633,59			
2016	2,00	-	1.959.646,13	12.796.495,80	10.836.849,67	10.477.583,80	-171.445.049,79			
2017	3,00	-	1.959.646,13	16.870.310,79	14.910.664,66	14.175.361,54	-157.269.688,25			
2018	4,00	-	1.959.646,13	18.508.236,41	16.548.590,28	15.469.532,59	-141.800.155,66			
2019	5,00	-	1.959.646,13	15.413.300,04	13.453.653,91	12.366.177,81	-129.433.977,85			
2020	6,00	-	1.959.646,13	10.971.194,07	9.011.547,94	8.144.673,52	-121.289.304,34			
2021	7,00	-	1.959.646,13	16.256.492,52	14.296.846,38	12.705.553,24	-108.583.751,10			
2022	8,00	-	1.959.646,13	15.571.600,54	13.611.954,41	11.894.682,73	-96.689.068,37			
2023	9,00	-	1.959.646,13	14.004.748,62	12.045.102,49	10.349.560,87	-86.339.507,49			
2024	10,00	-	1.959.646,13	13.681.686,37	11.722.040,24	9.903.613,39	-76.435.894,10			
2025	11,00	-	1.959.646,13	13.067.868,09	11.108.221,96	9.228.137,71	-67.207.756,39			
2026	12,00	-	1.959.646,13	12.874.030,74	10.914.384,61	8.915.543,40	-58.292.212,98			
2027	13,00	-	1.959.646,13	12.825.571,40	10.865.925,27	8.727.589,80	-49.564.623,19			
2028	14,00	-	1.959.646,13	12.647.887,16	10.688.241,03	8.441.369,25	-41.123.253,94			
2029	15,00	-	1.959.646,13	12.435.926,02	10.476.279,89	8.135.660,15	-32.987.593,78			
2030	16,00	-	1.959.646,13	12.170.724,22	10.211.078,08	7.797.158,28	-25.190.435,50			
2031	17,00	-	1.959.646,13	11.905.522,41	9.945.876,28	7.467.699,83	-17.722.735,67			
2032	18,00	-	1.959.646,13	11.640.320,61	9.680.674,48	7.147.077,05	-10.575.658,62			
2033	19,00	-	1.959.646,13	11.375.118,81	9.415.472,68	6.835.086,61	-3.740.572,01			
2034	20,00	-	1.959.646,13	11.109.917,01	9.150.270,87	6.531.529,49	2.790.957,48			
2035	21,00	-	1.959.646,13	11.109.917,01	9.150.270,87	6.422.349,55	9.213.307,03			
2036	22,00	-	1.959.646,13	11.109.917,01	9.150.270,87	6.314.994,64	15.528.301,67			
2037	23,00	-	1.959.646,13	11.109.917,01	9.150.270,87	6.209.434,26	21.737.735,93			
2038	24,00	-	1.959.646,13	11.109.917,01	9.150.270,87	6.105.638,41	27.843.374,34			
2039	25,00	-	1.959.646,13	11.109.917,01	9.150.270,87	6.003.577,59	33.846.951,92			
2040	26,00	-	1.959.646,13	11.109.917,01	9.150.270,87	5.903.222,80	39.750.174,72			
2041	27,00	-	1.959.646,13	11.109.917,01	9.150.270,87	5.804.545,52	45.554.720,24			
2042	28,00	-	1.959.646,13	11.109.917,01	9.150.270,87	5.707.517,72	51.262.237,97			
2043	29,00	-	1.959.646,13	11.109.917,01	9.150.270,87	5.612.111,82	56.874.349,79			
2044	30,00	-	1.959.646,13	11.109.917,01	9.150.270,87	5.518.300,71	62.392.650,50			
2045	31,00	-	1.959.646,13	11.109.917,01	9.150.270,87	5.426.057,73	67.818.708,23			
2046	32,00	-	1.959.646,13	11.109.917,01	9.150.270,87	5.335.356,67	73.154.064,89			
2047	33,00	-	1.959.646,13	11.109.917,01	9.150.270,87	5.246.171,75	78.400.236,64			
2048	34,00	-	1.959.646,13	11.109.917,01	9.150.270,87	5.158.477,63	83.558.714,27			
2049	35,00	-	1.959.646,13	11.109.917,01	9.150.270,87	5.072.249,39	88.630.963,65			

Tabla 44: VAN, TIR y PB de la hibridación

CCP 50 MW + PV 33,04 MWp										
Año	Periodo (j)	Inversión	Gastos	Ingresos	Aj	Aj/(1+i)^j	Saldo actualizado acumulado	$VAN=A_j/(1+i)^j$	TIR	Payback
2014	-	238.176.153,85	-	-	-238.176.153,85	-238.176.153,85	-238.176.153,85	75.050.627,19	0,04	22,80
2015	1,00	-	2.119.462,60	17.826.861,84	15.707.399,24	15.444.837,02	-222.731.316,83			
2016	2,00	-	2.119.462,60	14.046.588,38	11.927.125,78	11.531.714,81	-211.199.602,02			
2017	3,00	-	2.119.462,60	18.518.375,28	16.398.912,68	15.590.218,24	-195.609.383,78			
2018	4,00	-	2.119.462,60	20.316.310,23	18.196.847,63	17.010.314,64	-178.599.069,15			
2019	5,00	-	2.119.462,60	16.919.028,82	14.799.566,22	13.603.298,30	-164.995.770,85			
2020	6,00	-	2.119.462,60	12.042.972,51	9.923.509,91	8.968.908,44	-156.026.862,41			
2021	7,00	-	2.119.462,60	17.844.592,96	15.725.130,36	13.974.863,80	-142.051.998,61			
2022	8,00	-	2.119.462,60	17.092.793,73	14.973.331,13	13.084.309,41	-128.967.689,20			
2023	9,00	-	2.119.462,60	15.372.875,69	13.253.413,09	11.387.782,35	-117.579.906,84			
2024	10,00	-	2.119.462,60	15.018.253,41	12.898.790,81	10.897.815,99	-106.682.090,86			
2025	11,00	-	2.119.462,60	14.344.471,09	12.225.008,49	10.155.906,34	-96.526.184,51			
2026	12,00	-	2.119.462,60	14.131.697,72	12.012.235,12	9.812.335,50	-86.713.849,01			
2027	13,00	-	2.119.462,60	14.078.504,38	11.959.041,78	9.605.588,89	-77.108.260,12			
2028	14,00	-	2.119.462,60	13.883.462,13	11.763.999,53	9.290.982,83	-67.817.277,29			
2029	15,00	-	2.119.462,60	13.650.794,45	11.531.331,85	8.954.991,48	-58.862.285,82			
2030	16,00	-	2.119.462,60	13.359.685,03	11.240.222,43	8.583.010,79	-50.279.275,03			
2031	17,00	-	2.119.462,60	13.068.575,60	10.949.113,00	8.220.963,84	-42.058.311,18			
2032	18,00	-	2.119.462,60	12.777.466,17	10.658.003,57	7.868.622,47	-34.189.688,71			
2033	19,00	-	2.119.462,60	12.486.356,75	10.366.894,15	7.525.763,36	-26.663.925,34			
2034	20,00	-	2.119.462,60	12.195.247,32	10.075.784,72	7.192.167,96	-19.471.757,38			
2035	21,00	-	2.119.462,60	12.195.247,32	10.075.784,72	7.071.944,90	-12.399.812,48			
2036	22,00	-	2.119.462,60	12.195.247,32	10.075.784,72	6.953.731,47	-5.446.081,01			
2037	23,00	-	2.119.462,60	12.195.247,32	10.075.784,72	6.837.494,07	-1.391.413,05			
2038	24,00	-	2.119.462,60	12.195.247,32	10.075.784,72	6.723.199,67	-8.114.612,72			
2039	25,00	-	2.119.462,60	12.195.247,32	10.075.784,72	6.610.815,80	-14.725.428,53			
2040	26,00	-	2.119.462,60	12.195.247,32	10.075.784,72	6.500.310,52	-21.225.739,05			
2041	27,00	-	2.119.462,60	12.195.247,32	10.075.784,72	6.391.652,43	-27.617.391,49			
2042	28,00	-	2.119.462,60	12.195.247,32	10.075.784,72	6.284.810,65	-33.902.202,14			
2043	29,00	-	2.119.462,60	12.195.247,32	10.075.784,72	6.179.754,82	-40.081.956,96			
2044	30,00	-	2.119.462,60	12.195.247,32	10.075.784,72	6.076.455,08	-46.158.412,04			
2045	31,00	-	2.119.462,60	12.195.247,32	10.075.784,72	5.974.882,09	-52.133.294,13			
2046	32,00	-	2.119.462,60	12.195.247,32	10.075.784,72	5.875.006,97	-58.008.301,10			
2047	33,00	-	2.119.462,60	12.195.247,32	10.075.784,72	5.776.801,35	-63.785.102,45			
2048	34,00	-	2.119.462,60	12.195.247,32	10.075.784,72	5.680.237,31	-69.465.339,76			
2049	35,00	-	2.119.462,60	12.195.247,32	10.075.784,72	5.585.287,43	-75.050.627,19			

Bibliografía

¹ Agencia internacional de la energía. (2019, 27 de marzo) Aumento de las emisiones de CO_2 en el mundo en 2018.

<https://www.fundacionaquae.org/las-emisiones-de-co2-aumentaron-en-2018/>
<https://newsroom.unfccc.int/es/news/el-carbon-causo-un-aumento-del-17-de-las-emisiones-de-co2-en-el-mundo-en-2018>

² Cerrillo, Antonio. (2019, 4 de diciembre) La Vanguardia: El cambio climático.

<https://www.lavanguardia.com/natural/cambio-climatico/20191204/472038796221/cumbre-del-clima-cop25-carbon-proyect.html>

³ Roca, Ramón. (2019, 20 de agosto) La resurrección de la fotovoltaica en España.

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-resurreccion-de-la-fotovoltaica-en-espana-lleva-instalados-1-100-mw-en-2019-el-mayor-ritmo-desde-2008/>

⁴ Montse Tabuenca, E. M. Rull. (17 de octubre de 2019). La solar termoeléctrica dispara su producción. La Razón.

<https://www.larazon.es/atusalud/medioambiente/la-solar-termoelectrica-dispara-su-produccion-IG25326394>

⁵ Cortés, Cristóbal. (2019) Capítulo 6. Centrales termosolares, Energías renovables, Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales. Escuela de Ingeniería y Arquitectura. Universidad de Zaragoza.

⁶ García, Laura. (2014) Estudio comparativo de diferentes tecnologías de generación solar en función de la curva de demanda. Grado en ingeniería eléctrica. Escuela técnica superior de ingeniería (ICAI).

⁷ Paredes, Carmen. (2012) Diseño de un captador solar cilíndrico parabólico. Ingeniería técnica de minas, especialidad en recursos energéticos, combustibles y explosivos. Escuela técnica superior de minas.

⁸ Martínez-Val, José. (2009) Almacenamiento térmico.

<http://www.fundacionenergia.es/pdfs/Solar%20termo%20elctrica%201009/091029%20Almacenamiento%20plantas%20TES.pdf>

⁹ SGK Planet. (2019) La energía solar.

<https://sgkplanet.com/que-es-la-energia-solar/>

¹⁰ Renovatec. (2018) La Energía fotovoltaica y su funcionamiento.

<http://renovatec.com/1114>

¹¹ Sanz, José. (2020) Tema 4: Energía solar Fotovoltaica ,Energías renovables. Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales. Escuela de Ingeniería y Arquitectura. Universidad de Zaragoza.

¹² EcuRed. (2018) Parques fotovoltaicos.

https://www.ecured.cu/Parque_fotovoltaico

¹³ AEMET. Agencia Estatal de Meteorología. Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT.

http://www.aemet.es/documentos/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/atlas_radiacion_sol/ar/atlas_de_radiacion_24042012.pdf

¹⁴ Arauzo, Inmaculada. (2019) Practica de simulación básica de una planta CCP. Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales. Escuela de Ingeniería y Arquitectura. Universidad de Zaragoza.

¹⁵ Canadian Solar. Ficha técnica HiKu7 Mono PERC(2020)
https://www.suministrosorduna.com/wp-content/uploads/2021/04/50.-Ficha-tecnica-Canadian-HiKu7_CS7L-MS-120-mono-580-605.-EN.pdf

¹⁶ Arauzo, Inmaculada. (2020) Cálculo del sombreadamiento. Tecnología energética. Master en Ingeniería Industrial. Área de máquinas y motores térmicos. Escuela de Ingeniería y Arquitectura. Universidad de Zaragoza.

¹⁷ INGECON, SUN (2020) Catálogo de inversores.
<https://www.ingeteam.com/es-es/inicio.aspx>

¹⁸ Rújula, Ángel Antonio Bayod (2009) Sistemas fotovoltaicos. Prensas universitarias de Zaragoza.

¹⁹ Sistema de información geográfica fotovoltaica (PVGIS). (2019)
<https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>

²⁰ Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) (2021)
<https://www.cnmc.es/estadistica/precios-mercado-2019>

²¹ Operador del Mercado Ibérico de la Energía (OMIE) (2021)
<https://www.omie.es/es>

²² Operador del Mercado Ibérico de la Energía, Mercado de futuros. (OMIP) (2021)
<https://www.omip.pt/en>

²³ International Finance Corporation, World Bank Group. (2015) Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants. A Project Developer's Guide.

²⁴ IRENA (2020), Renewable Power Generation Costs in 2019, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

²⁵ Cortés, Cristóbal. (2020, octubre) Análisis económico de proyectos energéticos. Tecnología energética. Master en Ingeniería Industrial. Área de máquinas y motores térmicos. Escuela de Ingeniería y Arquitectura. Universidad de Zaragoza.

²⁶ Wikipedia. (2020) Cierre de las centrales térmicas de carbón en España.
https://es.wikipedia.org/wiki/Cierre_de_las_centrales_t%C3%A9rmicas_de_carb%C3%B3n_en_Espa%C3%B1a

²⁷ Google Earth. (2021)
<https://www.google.com/intl/es/earth/>

²⁸ S. Ong, C. Campbell, P. Denholm, R. Margolis, G. Heat. (2013, Junio) Land-Use Requirements for Solar Power Plants in the United States. Technical Report NREL/TP-6A20-56290. National Renewable Energy Laboratory.

²⁹ Eckhard Lüpfer, Eduardo Zarza-Moya, Michael Geyer, Paul Nava, Josef Langenkamp, Wolfgang Schiel, Antonio Esteban, Rafael Osuna, Eli Mandelberg. (2003) Eurotrough collector qualification complete.

³⁰ Damia Solar. (2016, Marzo) Conexión paneles solares: En paralelo, en serie y conexión en serie y paralelo.
https://www.damiasolar.com/actualidad/blog/articulos-sobre-la-energia-solar-y-sus-componentes/conexion-paneles-solares-en-serie-en-paralelo_1